

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ  
ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»

*На правах рукописи*



Тчаро Яна Алексеевна

МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСНО-  
ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ НАГНЕТАНИЯ В ПЛАСТ ВОДОГАЗОВЫХ  
СМЕСЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук,  
профессор  
Дроздов Александр Николаевич

Москва – 2024

**СОДЕРЖАНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ И ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	13
1.1 Применение технологии водогазового воздействия на нефтяных месторождениях .....	13
1.2 Применение выхлопных газов в технологиях добычи нефти .....	19
1.3 Анализ исследований жидкостно-газовых эжекторов в нефтегазовой отрасли.....	33
1.4 Обобщение результатов анализа и постановка задач исследования .....	37
2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ПРИ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РАСХОДАХ ИНЖЕКТИРУЕМОГО ГАЗА.....	39
2.1 Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для утилизации низконапорного попутного газа и методика проведения лабораторных исследований характеристик жидкостно-газового эжектора.....	41
2.2 Результаты лабораторных исследований характеристик жидкостно-газового эжектора при изменяющемся расходе газа.....	44
2.3 Выводы по второй главе.....	50
3 РАЗРАБОТКА СТЕНДА И МЕТОДОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ .....	52
3.1 Разработка стенда для проведения исследований жидкостно-газовых эжекторов с использованием выхлопных газов.....	52
3.2 Методика проведения экспериментов для получения напорно-энергетических характеристик эжектора.....	61
3.3 Методика определения вещественного состава выхлопных газов.....	65

3.4 Выводы по третьей главе .....	67
4 РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА И ИХ АНАЛИЗ .....	69
4.1 Анализ вещественного состава выхлопных газов .....	69
4.2 Результаты исследований влияния длины камеры смешения на напорно-энергетические характеристики эжектора с выхлопными газами для различных диаметров сопла .....	72
4.2.1 Исследования жидкостно-газовых эжекторов при диаметре камеры смешения 5,4 мм.....	73
4.2.2 Исследования жидкостно-газовых эжекторов при диаметре камеры смешения 6,4 мм.....	82
4.3 Сравнение исследований жидкостно-газовых эжекторов при инъекции воздуха и выхлопных газов.....	91
4.4 Проверка погрешностей измерений.....	105
4.5 Выводы по четвертой главе .....	111
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА.....	113
5.1 Источники выхлопных газов в Арктическом регионе .....	114
5.2 Определение параметров технологической схемы насосно-эжекторной системы при высоких расходах выхлопных газов.....	116
5.3 Определение параметров технологической схемы насосно-эжекторной системы при низких расходах выхлопных газов .....	139
5.4 Выводы по пятой главе.....	142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	144
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	147

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Одним из перспективных методов увеличения нефтеотдачи пласта является водогазовое воздействие, осуществляемое посредством закачки водогазовой смеси. Имеется большой опыт по использованию в качестве газового компонента инертных газов (азота), попутного нефтяного газа (ПНГ) и углекислого газа [39, 40], что позволяет уменьшить углеродный след. Однако, исследований по закачке выхлопных (дымовых) газов крайне мало.

Основными источниками газов горения (выхлопных, дымовых газов) являются факельное сжигание ПНГ, газотурбинные и газопоршневые установки, работающие на ПНГ или природном газе, и других видах топлива [28, 21, 195]. Например, газопоршневые электростанции (ГПЭС) Новопортовского и газотурбинная электростанция (ГТЭС) Восточно-Мессояхского месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе в арктической климатической зоне, выпускают порядка 19 800-22 644 м<sup>3</sup>/ч и 160 722 м<sup>3</sup>/ч выхлопных газов, соответственно [28].

Помимо этого, потенциальными источниками промышленных объемов выхлопных газов могут быть металлургические предприятия, цементные заводы, котельные, расположенные вблизи месторождений углеводородов.

Для снижения вредного воздействия на окружающую среду выхлопные газы или уловленные из них парниковые компоненты возможно нагнетать в выработанные пласты с целью захоронения или использования в методах воздействия на пласт.

Большой потенциал для удаления диоксида углерода CO<sub>2</sub> из газов горения имеет метод улавливания, использования и хранения углерода, в частности, его закачка в глубокие соленые водоносные горизонты, в истощенные нефтяные и газовые резервуары, а также в неосвоенные угольные пласты [88, 201, 202, 208, 211].

Однако обработка  $\text{CO}_2$  из газов горения традиционными методами поглощения считается дорогостоящим и сложным мероприятием. Исходя из чего, в настоящее время, существует необходимость в исследовании возможности и эффективности прямого использования выхлопных (дымовых) газов для повышения нефтеотдачи, поскольку их закачка позволит не только сэкономить ресурсы, но и обеспечить экологически безопасное нефтегазовое производство, а также соответствовать концепциям экологически устойчивого развития [8, 68].

В зарубежной практике применение газов горения газов в качестве агента, нагнетаемого в продуктивный пласт для повышения нефтеотдачи известно с 60-х годов на различных месторождениях США [165].

Использование выхлопных газов связано с возможностью добычи как легкой маловязкой, так и тяжелой высоковязкой нефти [46]. Преимущественно имеющиеся работы в данном направлении проведены зарубежными учеными и исследователями для высоковязких нефтей [221]. Однако имеются данные о проведении исследований и реализации газовых методов воздействия с закачкой выхлопных газов на пласты с легкой нефтью в США, Иране и Канаде.

Анализ данной тематики в российских исследованиях за последнее время показал, что основное место занимают работы, описывающие эффективность закачки выхлопных газов, особенно в разработке газоконденсатных и газогидратных месторождений, способы очистки, переработки дымовых газов. Отмечаем, что в России мало работ, отражающих результаты проведенных керновых исследований или полевого внедрения технологии с выхлопными газами.

Так, к основным технологиям воздействия на пласт с применением выхлопных газов следует отнести: прямую закачку выхлопных газов при высоком давлении [219], повторную закачку выхлопных газов в пласт после внутрипластового горения [227], попеременную или совместную закачку пара и генерируемых выхлопных газов [209, 230], водогазовое воздействие с

попеременной закачкой выхлопных газов и воды [228], закачку горячей воды с выхлопными газами [188, 200].

Использование выхлопных газов для создания водогазовой смеси и её применения в процессе водогазового воздействия на пласт относится к классу экологически чистых технологий, которые обеспечивают безопасные условия разработки и эксплуатации скважин с минимальными энергетическими и экономическими затратами, высокую степень сохранения чистоты воздушного бассейна в районе производства работ и в целом способствуют повышению эффективности процесса нефтегазодобычи.

Одним из перспективных способов закачки газов или жидкостно-газовых смесей для осуществления газового или водогазового воздействия (ВГВ) на пласт является применение жидкостно-газовых эжекторов в составе насосно-эжекторных систем.

**Степень научной разработанности темы исследования.** Возможность и эффективность применения выхлопных газов для увеличения нефтеотдачи также подтверждается работами Козлова В.Б., Грайфера В.И. и др. [112, 113, 114], сведениями о выполнении научно-исследовательских работ по разработке газотурбинной установки сжигания попутного нефтяного газа для реализации водогазового воздействия на нефтяной коллектор исследователем В.А. Астапенком [107, 134].

Кроме того, процессы вытеснения нефти выхлопными газами исследовались следующими отечественными учеными Вахитовым Г. Г., Намиотом А. Ю., Скрипкой В. Г., Фаткуллиным А. А., Гуревичем Г. Р., Зазовским А. Ф., Сургучевым М. Л., Гервицем Э.С., Амелиным И.Д., Палий А.О., Таировым Д.Н., Ишхановой Г.Л., Виноградовым К.В., а также зарубежными учеными Koch H.A.Jr., Hutchinson C.A. и др.

Значительный вклад в исследовании работы струйных аппаратов внесли многие ученые такие как Соколов Е. Я., Зингер Н. М., Лямаев Б. Ф., Аркадов Ю. К., Мищенко И. Т., Донец К. Г., Берман Л. Д. и Ефимочкин Г. И.,

Кореннов Б. К., Спиридонов Е. К., Подзерко А. В., Дроздов А. Н., Сазонов Ю. А. и др., в развитии и изучение водогазового воздействия на нефтяные пласты – Иванишин В. С., Лискевич Е. И., Лысенко В. Д., Максutow Р. А., Михайлов Н. Н., Михайлов Д. Н., Островский Ю. М., Пияков Г. Н., Степанова Г. С., Фаткуллин А. А., Wilman J.T., Ohkawa Akira, Haidl J., Zhang H., Wang Z., Song X., и др.

Работы как зарубежных, так и отечественных ученых нацелены на исследование характеристик жидкостно-газовых эжекторов для водогазового воздействия на пласт с использованием в качестве пассивного потока воздуха, ПНГ, азота и др.

Однако, в существующих работах ранее не проводились опытные и лабораторные исследования характеристик жидкостно-газовых эжекторов с использованием в качестве инжектируемой средой выхлопных газов от двигателя внутреннего сгорания (ДВС).

**Цель работы.** Исследование работы жидкостно-газового эжектора в составе насосно-эжекторных систем при использовании выхлопных газов в качестве инжектируемой среды для реализации водогазового воздействия на продуктивные нефтенасыщенные пласты.

**Объектом диссертационного исследования** является технология закачки водогазовой смеси с использованием насосно-эжекторных систем при инъекции выхлопных газов.

**Предмет диссертационного исследования** – характеристики жидкостно-газовых эжекторов при использовании выхлопных газов в качестве инжектируемой среды.

**Основными задачами исследования** являются:

1. Изучение особенностей применения водогазового воздействия и выхлопных (дымовых) газов от различных источников в нефтегазодобывающей отрасли;
2. Обзор теории и особенностей работы струйных аппаратов при

закачке водогазовой смеси в различных условиях;

3. Опытное исследование работы насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах инжектируемого газа;

4. Разработка стенда для исследования работы струйного аппарата при создании водогазовой смеси с использованием выхлопных газов;

5. Опытное исследование напорно-энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов и изменении его проточной части;

6. Разработка технологической схемы насосно-эжекторной системы, подходящей для утилизации выхлопных газов в условиях месторождений Арктического региона и определение основных параметров работы системы.

**Методы исследования** выбирались, исходя из постановки решаемых задач, и включают в себя общие положения методологии научных исследований: комплексный анализ и обобщение научной литературы об использовании выхлопных газов в нефтяной отрасли, проведение теоретических и экспериментальных исследований процесса работы жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов. Для обработки экспериментальных данных использовались методы математической статистики, методики расчета характеристик струйных аппаратов на газожидкостной смеси (ГЖС).

**Теоретическая и практическая значимость исследования.** Теоретическая значимость работы заключается в получении результатов и зависимостей изменения характеристик жидкостно-газовых эжекторов при инжектировании выхлопных газов, которые способствуют уточнению сведений о характеристиках струйных аппаратов и методиках их расчета, применяющихся в нефтегазовом деле в процессах освоения, добычи и реализации водогазового воздействия как метода повышения нефтеотдачи.

Практическая значимость работы заключается в разработке стенда, который может быть адаптирован под условия проведения опытно-

промышленных работ для закачки водогазовых смесей при инжекции выхлопных газов от различных промышленных источников, а также разработке схем использования выхлопных газов в технологии водогазового воздействия, которые позволят сократить их выбросы от разных промышленных источников в окружающую среду за счет эффективной закачки в пласты для увеличения нефтеотдачи.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Установлена возможность адаптации работы насосно-эжекторных систем к изменениям расхода откачиваемого газа за счет изменения рабочего давления и расхода жидкости через сопло, что повышает эффективность эксплуатации насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия при изменяющихся расходах, а также позволяет сократить объем выделяемых выхлопных газов в атмосферу.

2. Разработан стенд для исследования работы струйных аппаратов при инжекции выхлопных газов от реального источника – двигателя внутреннего сгорания, позволяющий расширить область применения насосно-эжекторных систем с целью повышения извлечения нефти и уменьшения экологических рисков от выбросов вредных газов в атмосферу.

3. Проведены анализ и интерпретация изменений в параметрах работы жидкостно-газового эжектора в составе насосно-эжекторной системы при работе как с выхлопными газами, так и с воздухом при атмосферном давлении в результате, которых установлено, что при инжекции выхлопных газов, содержащих 10,9% CO и 4,8% CO<sub>2</sub> максимальный коэффициент полезного действия эжектора увеличивается на 2-5%, а оптимальный коэффициент инжекции на 2-12% по сравнению с полученными при инжекции воздуха значениями.

4. Разработана технологическая схема насосно-эжекторной системы, подходящая для создания водогазовой смеси с использованием в качестве газа выхлопных газов от электрогенерирующих установок, расположенных вблизи

месторождений в Арктическом регионе, включающая в себя параллельно установленные жидкостно-газовые эжекторы и дожимные мультифазные насосные установки, и работающая при высоких расходах газа.

**Научная новизна результатов исследования:**

1. Разработан стенд для проведения исследований, позволяющий создавать водогазовые смеси с использованием выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания в качестве инжектируемого потока.

2. В процессе стендовых исследований, впервые выявлен положительный эффект CO и CO<sub>2</sub>, выраженный в получении повышенного значения максимального коэффициента полезного действия эжектора и оптимального коэффициента инжекции при использовании в качестве инжектируемой среды выхлопных газов по сравнению с воздухом.

3. Разработана технологическая схема для утилизации выхлопных газов путем создания водогазовой смеси для закачки, включающая в себя параллельно установленные жидкостно-газовые эжекторы и дожимные мультифазные насосные установки.

**Соответствие паспорту специальности.** Диссертация соответствует пунктам 5-7 паспорта специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

**Достоверность полученных результатов исследования** подтверждается использованием общепринятых современных методов и методик, сформулированных в трудах российских и зарубежных ученых по исследованию и расчету напорно-энергетических характеристик жидкостно-газовых эжекторов, расчету погрешностей измерений.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на XVIII Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (апрель 2020 г., г. Санкт-Петербург), Международной мультидисциплинарной конференции по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon-

2020» (октябрь 2020 г., г. Владивосток), Международной конференции «Научно-технические вопросы освоения Арктики 2020: настоящее и будущее» (ARCTIC2020) (сентябрь 2020 г., г. Санкт-Петербург/ г. Архангельск), SPE Russian: Russian and Caspian Regional Student Paper Contest 2021 (PhD Division, октябрь 2020), 12th International Youth Scientific and Practical Congress «Oil and Gas Horizons» (ноябрь 2020 г., г. Москва), XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (апрель 2021 г., г. Москва), XIV Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (апрель 2021 г., г. Санкт-Петербург), Научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (апрель 2021 г., г. Москва), Международной мультидисциплинарной конференции по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon-2021» (октябрь 2021 г., г. Владивосток), IV Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (сентябрь 2022 г., г. Москва), V Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа» (октябрь 2022 г., г. Москва).

**Личный вклад автора** заключается в выполнении основного объема теоретических, экспериментальных исследований, проведении расчетов и анализов, апробации результатов исследований, в том числе, в виде публикаций и научных докладов.

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано 20 работ, из которых за последние 5 лет: всего 18 публикаций, в том числе 3 публикации в журналах, индексируемых ВАК, 7 публикаций в журналах, индексируемых в международных базах цитирования (WoS, Scopus), 6 публикаций в иных научных журналах и периодических сборниках, материалах и трудах международных, всероссийских и региональных научно-технических конференций, получен 1 патент на изобретение.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и библиографического списка из 234 наименований, содержит 175 страниц текста, в том числе 29 таблиц, 52 рисунка.

**Благодарности.** Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю д.т.н., профессору Дроздову А.Н. за неоценимую помощь, ценные советы и наставления, полученные в период подготовки и выполнения диссертационной работы. Автор хотел бы выразить глубокую благодарность своим родителям, мужу и близким за их поддержку, оказанную во время написания диссертации.

# **1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ И ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Применение технологии ВГВ было начато в 1957 г. на месторождении Северная Пембина (Альберта, Канада) [171], затем данный метод нашел широкое применение в других странах мира, включая Россию, США, Норвегию и др.

За последние десятилетия по всему миру растет число опытно-промышленных испытаний ВГВ, среди которых были признаны неудачными немногие. Промысловый опыт внедрения водогазового воздействия показывает наличие сложностей с оборудованием, используемым для нагнетания газа. Громоздкие компрессорные станции не только дорогостоящие, но и малонадежны, и требуют больших затрат труда в обслуживании. В качестве альтернативного оборудования для реализации водогазового воздействия применяют насосно-бустерные установки, а также насосно-эжекторные системы (НЭС).

## **1.1 Применение технологии водогазового воздействия на нефтяных месторождениях**

Технология ВГВ зарекомендовала себя как одна из наиболее перспективных для повышения нефтеотдачи пластов, как в отечественной, так и в зарубежной практике, что объясняется сочетанием в данной технологии положительных сторон заводнения и нагнетания в пласт газа.

Коэффициент эффективности применения ВГВ на большинстве месторождений составляет около 20%, а минимальное значение в некоторых

случаях равняется 5%. При этом водогазовое воздействие повышает нефтеотдачу пластов на 7-15% по сравнению с обычным заводнением [63].

Отечественная практика внедрения водогазового воздействия включает в себя опыт разработки следующих месторождений: Ромашкинского [141], Журавлевско-Степановского [116, 117], Битковского [72], Фёдоровского [92], Самотлорского [36, 141], Советского и Вахского [83], Илишевского [155, 156], Алексеевского [16, 17, 70, 104], Новогоднего [69, 176], Восточно-Перевального [71, 78, 79, 154], Средне-Хулымского [154], Восточно-Сибирского нефтегазоконденсатного [126] месторождений и др.

Отечественными учеными выполнялись исследовательские работы по повышению эффективности водогазового воздействия для глиносодержащих нефтяных коллекторов [77], трудноизвлекаемых запасов, а именно, низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири [97, 115, 158], карбонатных коллекторов месторождений Татарстана [2, 16, 104, 149] и высоковязких нефтей [3, 99].

Результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти водогазовыми смесями из различных моделей (трубки тока, насыпные модели, модели с кернавым материалом) обобщены и проанализированы в работах [14, 115, 140 и др.].

Зарубежная практика применения ВГВ включает в себя опыт разработки месторождений в Северном море: Снорре, Магнус, Гуллфакс, Браге, Экофиск, Статфьорд, Осеберг, Сири, Гида, Жоффре Викинг и Северный Вард-Эстес [166, 168, 189, 206, 215, 224, 232], в том числе и в Великобритании – Тистл, Южный Брей [225], а также в других странах: в Аргентине – Чихуидо де ла Сьерра Негра [216], в США – Университетский блок 9 [203], Ферма Мидлендс [172], Келли Снайдер [207], Река Купарук [222], в Алжире – Хасси-Мессауд [186], в Канаде – Северная Пембина, Южный Суон [197], Джуди Крик [214], в Китае – Дацин [167], в Венесуэле – месторождение VLE-305 [164], в Малайзии – Дуланг [210] и др.

Технологии ВГВ могут быть сгруппированы по различным признакам: по способу нагнетания воды и газа, по соотношению вытесняющих агентов между собой, по типу и составу газа, по источнику газа, по месту образования водогазовой смеси, по режиму вытеснения, по выбору технологического оборудования для реализации технологии, по типу выбранного для воздействия объекта. Наиболее распространенным из них является классификация по способу нагнетания воды и газа: попеременное или поочередное, или так называемое WAG (water-alternated-gas injection) и совместное (одновременное) нагнетание воды и газа в пласт или SWAG (simultaneous water-alternated-gas injection).

Под попеременным нагнетанием воды и газа в пласт понимают циклическое нагнетание воды и газа в пласт в виде оторочек или их последовательную закачку. Это на сегодняшний день самый распространенный способ водогазового воздействия.

Совместное нагнетание подразумевает одновременную закачку воды и газа в виде водогазовой смеси с поверхности в пласт. Этот метод наиболее эффективный по практическим данным его применения.

В настоящее время существуют и другие виды водогазового воздействия, например, водогазовое воздействие с применением пен – FAWAG (foam assisted water alternating gas injection) [168], позволяющее регулировать процесс закачки в сильно неоднородных коллекторах, водогазовое воздействие с паром – WASP (water-alternating-steam process) [204], водогазовое воздействие, запатентованное компанией Юнокал [205], под названием гибридное водогазовое воздействие (Hybrid-WAG), в котором сначала закачивается большая часть подлежащего закачке порового объема  $\text{CO}_2$ , а затем оставшаяся часть делится на соотношение 1:1 для реализации WAG. Аналогичный процесс гибридного водогазового воздействия под названием DUWAG (Denver Unit WAG), которое осуществляется как

традиционное водогазовое воздействие с дополнительной циклической закачкой  $\text{CO}_2$ , эмпирическим путем разработала компания Shell [218].

Помимо этого, в качестве жидкостей при ВГВ может использоваться вода или малосолёная вода, а также вода с добавками полимеров (PWAG), ПАВ и эмульсии (EWAG) [162].

К преимуществам водогазового воздействия относят [90]:

- выравнивание профиля приемистости в прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины;
- стабилизацию (выравнивание) профиля вытеснения при несмешивающемся и смешивающемся вытеснении, за счет повышенной эффективной вязкости водогазовой смеси в сравнении с отдельными флюидами;
- увеличение коэффициента вытеснения нефти;
- значительный прирост коэффициента охвата пласта;
- повышение нефтеотдачи пластов месторождений с геологическими неоднородностями, с плохими коллекторскими свойствами и повышенной вязкостью нефти;
- ограничение темпов прорыва воды в добывающие скважины;
- сокращение количества сжигаемого попутного нефтяного газа и выбросов парниковых газов за счет их утилизации путем закачки в пласт.

Недостатки по результатам промышленного применения водогазового воздействия заключаются в основном в:

- необходимости обеспечения высокого давления закачиваемого газа;
- дороговизне и сложности используемого оборудования (компрессоров);
- наличии источника газа и необходимости его достаточного количества;
- уменьшении приемистости нагнетательных скважин как по воде, так и по газу за счет снижения фазовой проницаемости в призабойной зоне;

- гравитационной сегрегации водогазовой смеси в пласте, зависящей от вертикальной составляющей проницаемости, скорости фильтрации водогазовых смесей (ВГС) в пласте, а также соотношения плотности нефти и газа;
- сложности контроля и регулирования скорости фильтрации газовой фазы.

По анализу имеющихся данных водогазовое воздействие применяется в известняках (8-10%), песчаниках (55-60%), карбонатных породах (10-12%) и доломитах (18-22%). При чем чаще обеспечивается смешивающееся вытеснение (75-80%) по сравнению с несмешивающимся вытеснением (15-20%). Смешивающееся вытеснение при реализации ВГВ преобладает в основном за счет большего количества реализованных проектов с использованием водогазовых смесей с  $\text{CO}_2$ .

Основные агенты для вытеснения нефти при ВГВ в зависимости от типа породы пластов-коллекторов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сопоставление агентов для ВГВ и типов пластов

Агент при ВГВ	Тип отложений пласта-коллектора
Углеводородный газ	Песчаники, известняки
Попутной нефтяной газ	Известняки
Углекислый газ	Известняки, карбонаты, доломиты,
Газоконденсатные жидкости	Карбонаты
Смесь углеводородов и азота	Песчаники
Азот	Доломиты
Выхлопные (дымовые) газы	Песчаники, доломиты
Смесь углекислого газа и азота	Песчаники, доломиты

По опыту опытно-промышленных работ и оценке ряда исследователей в качестве агента преимущественно используют углекислый газ  $\text{CO}_2$  (36-50%) и сухой углеводородный газ (УВ) (40-47%). Остальные агенты, такие как азот,

пропан, обогащенный углеводородный газ и др. используются реже (в совокупности 10-15%). Такое значение доли проектов ВГВ с CO<sub>2</sub> в основном связано с проектами, реализованными в США, т.к. там имеются необходимые объекты инфраструктуры для их улавливания как из натуральных, так и из антропогенных источников, а также развита транспортная инфраструктура (особенно трубопроводная сеть) для транспортировки больших объемов газа до месторождения.

По опыту разработки месторождений, где имеется дефицит воды (например, в ряде стран Африки), в виде агента для нагнетания в пласт возможно использовать азот [9], который обладает низкой коррозионной активностью, не оказывает вредного влияния на оборудование, не воспламеняется. Азот может быть получен на месторождении рядом с нагнетательными скважинами при применении азотных (мембранных, адсорбционных и т.п.) установок с различным принципом действия, что обеспечивает непрерывную подачу газа [48].

В рамках политики декарбонизации нефтегазового сектора актуальны методы улавливания углекислого газа из выхлопных (дымовых) газов и его хранения, например, в глубокие соленые водоносные горизонты, в истощенные нефтяные и газовые резервуары, а также в неосвоенные угольные пласты [88, 201, 202, 208, 211].

Однако получение традиционными методами поглощения CO<sub>2</sub> считается дорогостоящей и сложной технологией. Исходя из чего необходимо исследовать возможность использования выхлопных (дымовых) газов и их эффективность для повышения нефтеотдачи, ведь нагнетание CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub> в виде выхлопных или дымовых газов может не только сэкономить ресурсы, но и обеспечить экологически безопасное нефтегазовое производство, помогая защитить атмосферу и соответствовать концепциям экологически устойчивого развития.

## 1.2 Применение выхлопных газов в технологиях добычи нефти

По данным Мирового банка [174, 190, 191], в 2019 году объемы сжигаемого на факелах попутного нефтяного газа (ПНГ) увеличились на 5 млрд м<sup>3</sup> — до 150 млрд м<sup>3</sup>. В числе стран с самым высоким увеличением объемов сжигаемого ПНГ за 2019 год находится Сирия (увеличение на 35%), США (на 23%), Венесуэла (на 16%) и Россия (на 9%) [41].

Согласно спутниковым оценкам [192] в течение 2022 года мировое сжигание газа сократилось на 3% — со 144 млрд. м<sup>3</sup> в 2021 году до 139 млрд. м<sup>3</sup>.

В 2022 г. в факельном сжигании преобладало сравнительно небольшое число стран: на девять стран-лидеров приходится 74% объема факельного сжигания и 45% мировой добычи нефти. В список стран-лидеров по факельному сжиганию, как и в прошлые годы, входят Россия, Ирак, Иран, Алжир, Венесуэла, США, Мексика, Ливия и Нигерия [192].

К странам с наибольшим снижением объемов сжигаемого газа в 2022 году относятся Нигерия – сокращение на 1,3 млрд м<sup>3</sup>, за счет уменьшения объемов добычи нефти; Мексика – на 0,8 млрд м<sup>3</sup>, благодаря изменениям в политике контроля соотношения газа и нефти; США – на 0,8 млрд м<sup>3</sup> за счет коммерциализации большего количества попутного газа. Так же по данным Мирового банка [192] отмечены Казахстан и Колумбия, которые на протяжении семи лет подряд добивались невысокого снижения объемов сжигания на факелах.

Число выделяющихся выхлопных (дымовых) газов на объектах добычи и вблизи них будет продолжать расти по мере создания новых объектов, открытия и разработки месторождений нефти и газа в странах, где ранее не велась добыча углеводородов. Поэтому, представляется важным сокращение объемов выхлопных (вредных) газов в атмосферу, путем их целесообразного использования для увеличения нефтеотдачи.

Идея утилизации выхлопного газа (дымового газа) посредством использования его для добычи нефти из продуктивного пласта была опробована на различных месторождениях США начиная с 60-х годов [165], но со спорными результатами. В таблице 1.2 приведена информация о месторождениях США, на которых производилась закачка выхлопных газов.

Впервые в США дымовой газ был применен на месторождении Блок 31 в штате Техас в связи с дефицитом углеводородного газа [108]. Положительные результаты использования выхлопного газа на этом месторождении привели к выводу о возможности его использования для увеличения нефтеотдачи.

К середине 80-х гг. в США осуществили 10 проектов с выхлопными газами, в которых использовались пять технологий: смешивающегося и несмешивающегося вытеснения, гравитационного дренирования и поддержания давления, с целью продвижения смешивающихся оторочек [67].

На крупных месторождениях источниками дымовых газов являлись заводы: штат Калифорния (округ Вентури) – объем более 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут; штат Техас (округ Крейн) – 481 тыс. м<sup>3</sup>/сут [4, 108].

На менее крупных месторождениях как источники используются двигатели внутреннего сгорания и небольшие газогенераторы, часто данное оборудование изготавливается передвижным, в том числе на баржах. В частности, на месторождении Бейю де Глейз закачивали суммарно 28,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут дымовых газов, из которых 1/4 часть получали в специальном газогенераторе, а 3/4 – от двигателей внутреннего сгорания. Давление нагнетания составляло около 27,46 МПа (280 кгс/см<sup>2</sup>).

Таблица 1.2 – Обзорная характеристика первых проектов по закачке выхлопных газов [4, 108]

№ п/п	Закачиваемый газ, состав	Наименование месторождения	Расположение месторождения	Краткая информация по месторождению и процессу закачки газа в пласт
1.	дымовой газ (88% N <sub>2</sub> + 12% CO <sub>2</sub> ) от завода	Блок-31	округ Крейн, штат Техас, США	<p>Породы среднего девонского возраста, залегают в виде антиклинали, ограниченной разломами; глубина залегания продуктивного пласта 2591 м, эффективная толщина пласта 51,8 м;</p> <p>Коллектор состоит из 65 % триполитового кремнезема и 20% из мелкокристаллического известняка, ср. пористость 15%, ср. проницаемость 1 мД, водонасыщенность 35 %; вязкость нефти при <math>P_{нач} = 28,3</math> МПа составляет 0,25 мПа·с, плотность нефти 788,3 кг/м<sup>3</sup> (48 градусов API), пластовая температура <math>t_{пласт} = 60</math> °С.</p> <p>Месторождение открыто в 1945 г., 1949 г. – начато частичное ППД закачкой добываемого ПНГ, 1952 год – начато полное ППД, до 1955 г. наблюдалось снижение пластового давления, неполная компенсация отборов закачкой, с 1955 г – закачка бедного углеводородного газа под высоким давлением (смешивающееся вытеснение), 1966 г. – внедрение закачки дымового газа от производящей его установки (завода) (вместо покупки УВ газа для ППД). Отмечается, что имеется ранее сформированный буфер закаченного УВ газа <math>0,3V_{пор}</math>, и основной эффект в добыче связан с ППД.</p> <p>На месторождении имеется завод по получению газов горения, использующий в качестве сырья остаточный газ – продукт газобензинового производства. Суточный объем нагнетания дымовых газов более 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут газов горения под давлением 28,8 МПа ( 294 кгс/см<sup>2</sup>).</p>
2.	дымовой газ от газогенераторов	Нил	округ Борегард Пэриш, штат Луизиана, США	<p>Породы залегают в виде антиклинали. Протяженность месторождения около 8 км. Насчитывается 14 продуктивных песчаников верхнего и среднего бассейна Уилкоккс: низкопроницаемые коллектора с малоактивным водонапорным режимом и низкой продуктивностью - песчаники Лилидолл с глубиной залегания пластов 3 078-3 170 м и песчаники Фразар с глубиной залегания 3536 м; высокопроницаемые коллектора с активным водонапорным режимом и хорошей продуктивностью – Уитмер и Нижний Уитмер на глубине около 2560 м.</p>

№ п/п	Закачиваемый газ, состав	Наименование месторождения	Расположение месторождения	Краткая информация по месторождению и процессу закачки газа в пласт
				<p>Месторождение открыто в 1940 г., 1944 г. пик добычи (1192 м<sup>3</sup>/сут), 1953 г. объединение нескольких объектов в связи с изменением продуктивности скважин отдельных объектов, планы по внедрению вторичных методов добычи, 1956 г. начата закачка газа для смешивающегося вытеснения, 1962 г. – пилотное испытание закачки УВ газа, обогащенного пропаном, для смешивающегося вытеснения нефти, 1964 – планы по замене дорогого УВ газа дымовым газом для воздействия на весь пласт, 1966 г. – начата закачка дымового газа от специальной установки, производящей его. Дымовые газы закачивались с расходом 113,27 тыс. м<sup>3</sup>/сут и давлением 31 МПа для вытеснения УВ газа на месторождении Нил (песчаники Лиллидолл). В нефтяной пласт Верхний Спирс оторочки дымовых газов закачивались под высоким давлением поочередно с оторочками воды для контроля подвижности в рамках пилотного проекта.</p> <p>В нагнетательных скважинах возникли проблемы с коррозией. Нагнетательная скважина, работающая на два пласта, дважды за двухлетний период (1966-67) была выведена из эксплуатации из-за разрушения НКТ, для предотвращения разрушений применялись в небольшом количестве ингибиторы коррозии.</p>
3.	дымовой газ	Восточный Бингер	штат Оклахома, США	<p>Месторождение открыто в 1977 г. Площадь около 43 км<sup>2</sup>, коллектор представлен песчаником с толщиной 8,27 м, с пористостью 7,5 % и проницаемостью 0,2 мД и залегает на глубине 3048 м.</p> <p>Плотность нефти 834,81 кг/м<sup>3</sup> (38 градусов API), вязкость нефти 0,3 мПа·с, пластовая температура 87,8°С.</p> <p>Начальный расход для закачки в песчаник Маршанд равнялся 170·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/сут, планировалось повышение расхода до 850·тыс. м<sup>3</sup>/сут за счет добавления четырех нагнетающих установок, но в связи с ранним прорывом дымовых газов не было получено ожидаемого увеличения добычи (в 3 раза).</p>
4.	дымовой газ от паровых котлов	Хокинс	штат Техас, США	<p>Месторождение площадью 43 км<sup>2</sup>, коллектор представлен песчаником Вудбайн с пористостью 27,9% и проницаемостью 3400 мД залегающим на глубине 1381 м. Температура пласта составляет 75,5°С, а вязкость нефти 3,7 мПа·с, плотность 909,97 кг/м<sup>3</sup>.</p>

№ п/п	Закачиваемый газ, состав	Наименование месторождения	Расположение месторождения	Краткая информация по месторождению и процессу закачки газа в пласт
				<p>Проект по закачке начат в 1977 г. Использовались дымовые газы от паровых котлов, которые работают на природном газе. Наблюдались проблемы при запуске и эксплуатации установки. Дымовые газы закачивались в газовую шапку для снижения потерь нефти при перемещении в газовую шапку из-за постепенного снижения давления газовой шапки.</p> <p>Среднесуточный расход газа от установки с паровыми котлами составлял около 3,4 млн. м<sup>3</sup>/сут.</p> <p>Проект оценен как многообещающий для компании Эксон Ойл.</p>
5.	дымовой газ (рециркуляция после внутрипластового горения)	Западный Гейдельберг	округ Джаспер штат Миссисипи, США	<p>До 1971 г. на месторождении реализовывалось внутрипластовое горение. С декабря 1971 г. закачка сжатого воздуха. В мае 1977 г. добавляют дымовые газы к воздуху для нагнетания в пласт Коттон Вэлли № 5. В июне 1978 г. начинается закачка дымовых газов в Коттон Вэлли № 4. Давление нагнетания на устье равнялось около 21 МПа.</p>
6.	выхлопной газ от двигателей внутреннего сгорания (exhaust gas)	Вейр	округ Минго, штат Западная Вирджиния, США	<p>Пласт представлен песчаниками Вейр с пористостью 14 -16 % и проницаемостью менее 1 мД, остаточная нефтенасыщенность составляла 35-40%.</p> <p>Закачка выхлопных газов начата в 1969 году. Выхлопные газы, образующиеся при работе двигателя, закачивались в течение шести месяцев. Проект был нерентабельным, поэтому был закончен.</p>
7.	дымовой газ от газогенераторов	Марта	штат Кентуки, США	<p>Закачка дымовых газов начата в 1966 г. на объекте Спаркс в северной части месторождения.</p> <p>Объем нагнетания в каждую скважину 63,7 тыс м<sup>3</sup>/мес. (всего 3 нагнетательные скважины – 4-точечный элемент разработки). К октябрю 1969 г. закачено 2,2 млн. м<sup>3</sup> дымовых газов. Увеличение дебитов скважин в целом по участку в 4,8 раза. Соотношение расхода газа к добываемой нефти составило 833,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Организаторам проект оценен как успешный.</p> <p>На втором объекте Жиллем в южной части месторождения закачка началась в 1971 г. Ранее осуществлялось заводнение на данном участке, но оно было неэффективно из-за низкой проницаемости коллектора. Закачка дымовых газов с суммарным объемом</p>

№ п/п	Закачиваемый газ, состав	Наименование месторождения	Расположение месторождения	Краткая информация по месторождению и процессу закачки газа в пласт
				закачки в 4 скважины (5-точечный элемент разработки) 56,6 тыс м <sup>3</sup> /мес. Первая реакция от закачки через 3 мес.
8.	выхлопной газ от двигателей внутреннего сгорания и дымовой газ от печи	Тейлор Ина	штат Техас, США	<p>Пласт представлен мелкозернистым сцементированным песчаником мощностью 15 м. Глубина залегания 244 м. Низкая проницаемость – около 30 мД, пористость – около 25%. Содержание связанной воды – 40%. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,9 до 12,2 м при среднем значении 3 м.</p> <p>Нефть месторождения относится к категории тяжелых и высоковязких. Вязкость нефти в пластовых условиях – 100-300 мПа·с, плотность нефти 922-940 кг/м<sup>3</sup>.</p> <p>Суммарная добыча нефти на одну скважину до закачки выхлопных(дымовых) газов составляла 795 м<sup>3</sup>.</p> <p>Помимо ДВС и печи на месторождении имелись две передвижные газогенераторные установки с производительностью 7 тыс. м<sup>3</sup>/сут каждая. Суммарное производство выхлопных газов составляет 38 тыс. м<sup>3</sup>/сут.</p> <p>Производилась циклическая закачка газов горения в эксплуатационные скважины в целях увеличения их производительности.</p> <p>По результату проводимых мероприятий темп отбора нефти поддерживается на уровне, примерно равном начальному отбору после выхода скважин из бурения.</p>
9.	дымовой газ от газогенераторов	Эбано	Мексика	<p>Циклическая закачка дымовых газов в эксплуатационные скважины.</p> <p>Продуктивный пласт сложен известняками, глубина залегания 500 м.</p> <p>Плотность нефти 988,1 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти – 3500 мПа·с. Нефть высоковязкая, тяжелая.</p> <p>Компания оператор оценивала проект как выгодный, т.к. достигалось увеличение производительности скважин и стоимость получения 1000 м<sup>3</sup> газов горения в 8,8 раз была меньше стоимости самого УВ газа.</p>
10.	дымовой газ	Лайн	-	<p>Глубина залегания продуктивного пласта 410 м.</p> <p>Нефть высоковязкая, тяжелая, с плотностью 928 кг/м<sup>3</sup>.</p> <p>Проект оценивается компанией оператором как успешный.</p>

Образцы плавучих на баржах установок для получения дымовых газов были произведены компанией Амерада Петролеум Корп. с производительностью 28,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут и давлением нагнетания около 34,32 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>), при этом компримирование газа осуществлялось трехступенчатым компрессором. Данная плавучая установка предназначалась для проведения промышленных работ на месторождении Бейю дез Аллеманд [108].

В научно-техническом обзоре И.Д. Амелина и А.О. Палий о вытеснении нефти из пластов газообразными продуктами горения [4], вышедшем в 1977 г., приведены данные о применении газов горения с целью увеличения нефтеотдачи в отечественной практике, а также результаты лабораторных и аналитических исследований механизма вытеснения нефти из пласта газообразными продуктами горения на примере реальных объектов: пласта А4 Боровского месторождения, 1-ого горизонта месторождения Павлова Гора и месторождения Кенкияк.

Под газообразными продуктами горения в данном обзоре понимают дымовые и топочные газы, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и т.д. Отмечено, что газы горения можно применять для большего диапазона вязкостей нефти, по сравнению с углеводородным газом, а также при обработке скважин с целью увеличения их производительности.

По данным [4] положительная роль газообразных продуктов горения в механизме вытеснения нефти при разработке месторождений впервые отмечена советскими учеными (создание внутрипластового фронта горения в 1934 г. на Нефтяно-Ширванском месторождении). При этом для получения газов горения использовалась трубчатая топка, которая подключалась к нагнетательной скважине. Среднее объемное содержание CO<sub>2</sub> в газах горения составляло 10%, O<sub>2</sub> – 5% и CO – 0,1%, температура газов горения регулировалась от 250 °С до 600 °С. В более крупном масштабе исследования были проведены на данном месторождении в 1937-1939 гг.

Более определенные результаты по закачке газообразных продуктов горения на месторождении Чусовские Городки были получены в 1935 г. [4], которые показали целесообразность закачки горячих газов горения с поверхности в пласт (известняк) с неоднородным строением для интенсификации добычи нефти.

Касательно особенностей вытеснения нефти с использованием дымовых газов, в работе [4] отмечено, что при их применении наблюдается довольно существенное, т.е. многократное, снижение вязкости нефти и увеличение её объема до 25%. При этом следует учитывать при использовании газов горения, что при низких значениях давления для высоковязких нефтей вязкость снижается сильнее, чем для легких нефтей.

В середине 80-х гг. XX века группа отечественных ученых (Вахитов Г.Г., Намиот А.Ю., Скрипка В.Г., Фаткуллин А.А.) исследовала процесс вытеснения нефти выхлопными газами.

Основные результаты изложены в работе [146], в которой были проведены экспериментальные исследования фазового и объемного поведения смесей дегазированной нефти с азотом и дымовым газом при высоких давлениях до 80 МПа и температуре 120 °С. Установлено, что при вытеснении даже при весьма высоких давлениях как азотом, так и дымовыми газами нефтей, не содержащих большого количества легких углеводородных компонентов, включая растворенный газ, смешиваемость недостижима.

Основными преимуществами применения выхлопных (дымовых) газов являются [146]:

- дешевизна и доступность в ряде случаев дымовых газов по сравнению с углеводородным газом и  $\text{CO}_2$  (дымовые газы ТЭС, котельных и т.п., сжигание ПНГ).
- двойной эффект повышения эффективности вытеснения нефти за счет диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , способствующего снижению вязкости нефти, и азота  $\text{N}_2$ , создающего перепад давления в пласте;

- возможность утилизации вредных газообразных отходов производства.

В работе [67] отмечается, что широкие перспективы применения азота и дымовых газов связаны с малым числом ограничивающих факторов и экономическими преимуществами по сравнению с углеводородным и углекислым газами.

Особенно перспективно применение выхлопных газов на месторождениях с крутым падением пластов и большими этажами нефтеносности, когда возможна реализация гравитационного дренирования даже при значительной вязкости нефти. Практически на всех месторождениях с маловязкими нефтями, на которых планируется или применяется обычное водогазовое воздействие [43, 54, 106, 142] могут найти применение азот или дымовые газы вне зависимости от давления нагнетания. Также может быть эффективна разработка залежей легких, летучих нефтей и газоконденсатных месторождений [62, 67].

Математическое моделирование процесса вытеснения нефти дымовым газом проведено в работе [35]. Многокомпонентная смесь пластовой нефти и дымового газа была представлена как трёхкомпонентная, т.е. компоненты были разделены на три группы: азот + двуокись углерода ( $N_2-CO_2$ ), метан-бутановые компоненты ( $C_1-C_4$ ) и пентаны и вышекипящие компоненты  $C_{5+}$ . Расчеты проводились на основе модели вытеснения нефти раствором активной примеси, в которой процесс вытеснения рассматривается крупномасштабно, без учета диффузионных, капиллярных и неравновесных эффектов. Результаты расчета показали, что в пласте при фильтрации дымовых газов образуется три зоны: зона 1 однофазной фильтрации дымового газа при наличии неподвижной жидкой равновесной фазы, зона 2 двухфазной фильтрации смеси пластовой нефти и дымового газа, и зона 3 однофазной фильтрации пластовой нефти. Фазовый массообмен происходит на границе зон 1 и 2, где углекислый газ дымового газа растворяется в нефти и нефть

переходит в газообразную фазу. Суммарное значение коэффициента извлечения компонентов из группы  $C_{5+}$  меняется от 0,78 до 0,073 и зависит в первую очередь от фазового состояния исходной нефти и давления вытеснения и в меньшей степени от первоначального компонентного состава нефти. Наименьшая величина коэффициента вытеснения для группы  $C_{5+}$  наблюдается для нефтей, находящихся до начала вытеснения в двухфазном состоянии. Извлечение высококипящих компонентов УВ из пласта при низких давлениях вытеснения заканчивается после закачки дымовых газов в объеме составляющим 0,89-0,93 поровых объемов пласта. При высоких давлениях вытеснение нефти близко к поршневому.

Основной химический состав выхлопных (дымовых) газов, соотношения компонентов которых зависят от источника выделения и применяемого топлива, представлен как правило, азотом и диоксидом углерода, а также другими примесями. Типичные дымовые газы электростанций, работающих на природном газе, могут содержать 8-10%  $CO_2$ , 18-20%  $H_2O$ , 2-3%  $O_2$  и 67-72%  $N_2$ ; типичный состав дымовых газов угольных котлов может содержать 12-14 %  $CO_2$ , 8-10 %  $H_2O$ , 3-5 %  $O_2$  и 72-77%  $N_2$ . Для сравнения, выхлопной газ из доменной печи сталелитейного завода будет содержать 20%-25%  $CO$ , 20%-25%  $CO_2$  и около 5%  $H_2$  [233]. Подробный состав выхлопных газов от бензинового и дизельного двигателей представлен в таблице 1.3.

Температура выхлопных газов на выходе из печи может составлять около 1000-1200 °С, но далее наблюдается её постепенное снижение вдоль пути теплопередачи. Температура выхлопных газов на выходе из двигателя газопоршневой установки изменяется для различных установок в диапазоне от 390 до 520 °С.

Большое количество выхлопных газов (объемное соотношение азота и углекислого газа составляет 4:1) обычно образуется на металлургических предприятиях и электростанциях, а также на котельных установках.

Химический состав выделяемых выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания (ДВС), как правило, содержит около 74-78% N<sub>2</sub>, 5-12% CO<sub>2</sub> и различных примесей [150].

Таблица 1.3 – Химический состав выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания [150]

Компонент	Объемная доля в газе от бензинового двигателя, %	Объемная доля в газе от дизельного двигателя, %	Токсичность
Азот N <sub>2</sub>	74–77	76–78	нетоксичен
Кислород O <sub>2</sub>	0,3–8	2–18	нетоксичен
Водород H <sub>2</sub>	0 – 5,0	-	нетоксичен
Водяной пар H <sub>2</sub> O	3–5,5	0,5–4	нетоксичен
Диоксид углерода CO <sub>2</sub>	5–12	1–10	нетоксичен
Оксид углерода (СО – угарный газ)	0,5–12	0,01–5	токсичен
Углеводороды C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	0,2–3	0,009–0,5	токсичны
Альдегиды	0–2	0,001–0,009	токсичны
Диоксид серы SO <sub>2</sub>	0–0,002	0–0,03	токсичен
Сажа, г/м <sup>3</sup>	0–0,04	0,1–1,1	Канцерогены
Бензапирен, г/м <sup>3</sup>	0,01–0,02	0–0,01	Канцерогены

Таким образом, основными источниками выхлопных (дымовых газов), которые могут быть использованы в качестве агента для закачки в продуктивный пласт, могут выступать:

1. Выхлопные газы, образующиеся от сжигания топлива в дизельных или других двигателях, от устанавливаемых на месторождении газопоршневых, газотурбинных, и бензиновых установок;
2. Дымовые газы, образующиеся от котельных установок, расположенных вблизи месторождений;
3. Выхлопные (дымовые) газы, собираемые от промышленных установок по выработке электроэнергии и др., требующие транспортировки к месторождению.

Для определения основных технологий, использующих выхлопные (дымовые газы) на современном этапе развития нефтегазовой отрасли, были проанализированы следующие работы, приведенные в таблице 1.4.

В данных работах обсуждаются лабораторные и опытные исследования, а также компьютерное моделирование воздействия на пласт с использованием дымовых (выхлопных) газов с разными соотношениями азота (от 54 до 80%) и углекислого газа (от 11% до 71%).

Таблица 1.4 – Анализ основных исследований по закачке дымовых (выхлопных) газов для добычи нефти [25, 26]

№	Технология закачки	Состав газа	Параметры системы	Краткое описание исследования
1.	Газовое воздействие с дымовыми газами [175] (Канада, 2002)	1) 84,4 % N <sub>2</sub> 15,6 % CO <sub>2</sub>	Вязкость 669 мПа·с, плотность 956,5 кг/м <sup>3</sup> при 40 °С и 95 кПа. Исследования в модели при температуре 28° С и давлении 2,5 МПа.	Лабораторные исследования РVT и исследования на двухмерной модели для оценки процесса нагнетания дымовых газов при извлечении тяжелой нефти месторождения Сенлак (Канада).
		2) 80,8 % N <sub>2</sub> 5% O <sub>2</sub> 14,2 % CO <sub>2</sub>		
		3) 75 % N <sub>2</sub> 25 % CO <sub>2</sub>		
2.	Газовое воздействие с дымовыми газами [219] (Канада, 2004)	1) 83 % N <sub>2</sub> 16 % CO <sub>2</sub> , 1% CO	Вязкость нефти 2,94 мПа·с при 40°С. Плотность 811,4 кг/м <sup>3</sup> при 40°С. Пластовая температура 116 °С и пластовые давления от 27,63 МПа до 46,06 МПа.	Экспериментальное исследование механизма вытеснения дымовыми газами легкой нефти, сравнение с эффективностью вытеснения чистым N <sub>2</sub> и CO <sub>2</sub> .
		2) 69% N <sub>2</sub> 30% CO <sub>2</sub> 1% CO		
3.	Водогазовое воздействие с дымовыми газами [234] (Канада, 2006)	1) 70% N <sub>2</sub> 30% CO <sub>2</sub>	Плотность 1007,1 кг/м <sup>3</sup> и вязкость 0,81 мПа·с при 29°С и атмосферном давлении. Давление при исследовании на керне – 2,5 МПа	Лабораторное исследование водогазового воздействия с выхлопными газами на пласты тяжелой высоковязкой нефти Саскачеван (Канада). Сравнение эффективности вытеснения дымовыми газами относительно вытеснения только N <sub>2</sub> и только CO <sub>2</sub> .
		2) 85% N <sub>2</sub> 15% CO <sub>2</sub>		

№	Технология закачки	Состав газа	Параметры системы	Краткое описание исследования
4.	Смесь пара и выхлопных газов от газогенератора [209] (Китай, 2010)	79% -85% N <sub>2</sub> 10% -15% CO <sub>2</sub>	Вязкость нефти 200-13000 мПа·с Давление до 20 МПа	Лабораторные исследования процесса закачки пара+N <sub>2</sub> , пара+CO <sub>2</sub> , пара + выхлопных газов. Опытное применение на месторождение Бохай (Китай).
5.	Поочередная и попеременная закачка дымового газа и воды [217] (Колумбия, 2010)	80,1 % N <sub>2</sub> , 14,98 % CO <sub>2</sub> , 3,27 % O <sub>2</sub> , 0,06 % CH <sub>4</sub> , 1,68 % CO	Плотность нефти 910-944 кг/м <sup>3</sup> (в разных зонах), вязкость нефти от 5 до 50 сП (в разных зонах) Эксперименты проводились при давлениях 32 МПа, 24,5 МПа и 29,6 МПа	Лабораторные исследования эффективности вытеснения нефти при закачке оторочки дымовых газов и различных вариантах закачки воды (непрерывной, ВГВ с соотношением 1:1) на нескольких зонах месторождения Лланито (Колумбия)
6.	Газовое воздействие с дымовыми газами [163] (Иран, 2015)	86,97% N <sub>2</sub> 12,96% CO <sub>2</sub> , 5,8 % H <sub>2</sub> S	Легкая нефть с плотностью 834,8 кг/м <sup>3</sup> , вязкость около 0,2 мПа·с, пластовая температура 142 50 °С	Компьютерное моделирование в ПО ECLIPSE 300, сравнение с эффективностью вытеснения чистым N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> и натуральным газом
7.	Дымовые газы в сочетании с паром [230] (Китай, 2018)	80% N <sub>2</sub> , 20% CO <sub>2</sub>	Вязкость нефти 28469,6 мПа·с при начальной температуре системы 50 °С, плотность нефти 0,97 г/см <sup>3</sup>	Лабораторные PVT исследования, эксперимент на физической 3D модели, сравнение с циклической закачкой пара и закачкой оторочек пара.
8.	Водогазовое воздействие с дымовыми газами [227] (Китай, 2020)	67,7% N <sub>2</sub> , 13,9% CO <sub>2</sub> , 0,9% O <sub>2</sub> , 17,2% CH <sub>4</sub> , 0,3% H <sub>2</sub>	Вязкость нефти 9,5 мПа·с при температуре пласта 42 °С и пластовом давлении 15,0 МПа. Плотность нефти 0,8 г/см <sup>3</sup> .	Рециркуляция дымовых газов после внутрислоевого горения на объекте Hongqian-1 месторождения Синьцзян (Китай).
9.	Закачка ВГС с дымовым газом [88], (Россия, 2020)	89 % N <sub>2</sub> , 11% CO <sub>2</sub> 54-29 % N <sub>2</sub> , 46-71% CO <sub>2</sub> ,	Маловязкая нефть (менее 5 мПа·с), пластовые температура около 40 °С и давление около 20 МПа (по данным [19])	Фильтрационные исследования на керновом материале Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан): последовательная закачка ВГС, воды и газа для довытеснения остаточной нефти

На механизм извлечения нефти при взаимодействии с выхлопными газами влияет исходный состав нефти, соотношение  $\text{CO}_2$  и  $\text{N}_2$  в выхлопных газах, пластовые условия и т.д. В зависимости от вида вытеснения (смешивающегося и несмешивающегося вытеснения) и свойств нефти можно отметить сложность реализации механизма вытеснения с использованием дымового газа.

Диоксид углерода при высокой его концентрации в составе выхлопных газов способствует снижению вязкости нефти, однако при низком содержании  $\text{CO}_2$  в дымовом газе концентрация растворенного газа и вязкость изменяются незначительно в зависимости от количества нефти. В таком случае в равновесии пластовой системы более выражено влияние  $\text{N}_2$ .

Важной особенностью фазового равновесия в системе тяжелая нефть - дымовой газ является то, что газовая фаза имеет большой относительный объем и остается в форме свободного газа в процессе многократного контакта.

В процессе несмешивающегося вытеснения с выхлопными газами также важно наличие свободного газа. Увеличение свободного газонасыщения с помощью  $\text{N}_2$  снижает относительную проницаемость для воды, тем самым улучшая коэффициент подвижности.

Азот в дымовом газе не оказывает вредного воздействия на нефтеотдачу. При низких давлениях дымовой газ вытесняет нефть почти так же, как чистый  $\text{CO}_2$ . Это имеет важные экономические преимущества, поскольку снижаются требования к очистке дымовых газов при несмешивающемся вытеснении для повышения нефтеотдачи. Обладая высокой сжимаемостью и низкой теплопроводностью, азот может не только увеличивать пластовое давление, но и снижать потери тепла, при совместной закачке с теплоносителем.

По результатам анализа для перспективной и экологически безопасной технологии разработки нефтяных месторождений предлагается реализовывать совместную закачку смеси воды и газов в том, числе выхлопных (дымовых) газов с помощью насосно-эжекторных систем в пласт.

### 1.3 Анализ исследований жидкостно-газовых эжекторов в нефтегазовой отрасли

Жидкостно-газовый эжектор (ЖГЭ) является струйным аппаратом, в котором рабочим или активным потоком является жидкость, нагнетаемая под давлением в сопло, на выходе из которого рабочий поток приобретает большую скорость, а пассивной или инжектируемой средой (потоком) является газ, который увлекается вытекающей из рабочего сопла струей жидкости, и оба потока попадают в камеру смешения [182], где образуется смесь, и после в диффузор, где и происходит повышение давления (рисунок 1.1).

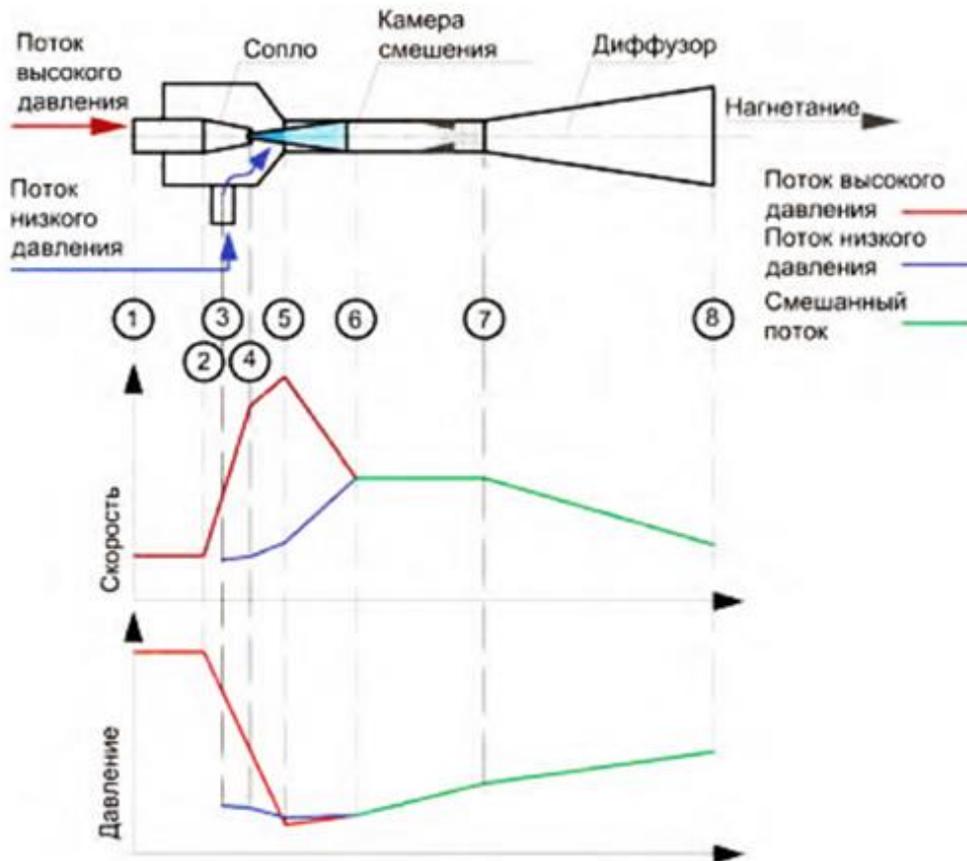


Рисунок 1.1 – Изменение давления и скорости потоков, заложенное в принципе действия струйного аппарата

Применение струйных аппаратов в нефтегазовой отрасли довольно разнообразно [60, 111, 193, 194, 199, 212, 220; 226, 229, 231]. Стоит отметить, что они успешно применяются при промывке [13], освоении [147, 160, 161] и исследовании [121] скважин, добыче нефти [73, 94, 95, 100, 101, 127, 152, 153, 213, 198], в системах нефтегазосбора [30, 43, 44, 45, 64, 65, 123].

Жидкостно-газовые эжекторы чаще всего встречаются в системах с подпорными насосами, что в совокупности составляет насосно-эжекторную систему. В качестве рабочего потока в зависимости от назначения и места размещения системы могут выступать вода, нефть или водонефтяная эмульсия.

Достоинства и недостатки жидкостно-газовых эжекторов отмечены в различных исследованиях и научных работах [53, 87].

Истории появления струйных аппаратов, как и их развитию с течением времени посвящены работы [10, 18, 20, 34, 74, 91, 102, 103, 118, 120, 122, 131, 144, 151, 173, 196, 182].

В таблице 1.5 приведена краткая характеристика анализируемых исследований характеристик работы ЖГЭ.

Таблица 1.5 – Краткая характеристика особенностей экспериментальных исследований ЖГЭ

Авторы	Особенности исследований
Соколов Е.Я., Зингер Н.М. [136, 137, 138]	экспериментальные стендовые исследования характеристик работы ЖГЭ при инжекции сухого воздуха, конструкция проточной части эжектора имела следующие параметры: диаметр камеры смешения $d_{кс}=26,0$ мм; длина камеры смешения $L_{кс}=300$ мм или диаметры сопел составляли $d_c=7,0; 11,0$ и $16,5$ мм, отношение составляло $d_{кс}/d_c= 3,71; 2,36$ и $1,58$ соответственно. Давление рабочей жидкости $P_p$ перед соплом эжектора находилось в диапазоне значений $0,01$ до $0,3$ , МПа; давление воздуха в приемной камере эжектора $P_{пр}$ составляло $0,027; 0,038; 0,061; 0,078$ , МПа; давление газожидкостной смеси $P_c$ на выходе из эжектора достигало $0,16$ МПа.
Донец К.Г. [43, 44, 45]	экспериментальные исследования по определению характеристик работы ЖГЭ при откачке ПНГ. При проведении исследований использовались эжектора диаметрами камеры смешения $d_{кс} = 50$

Авторы	Особенности исследований
	и 75 мм, значения соотношения были равны $d_{кс}/d_c=3,2; 6,5$ и $9,4$ . При проведении исследований применялись одно-, семи-, двенадцати- и девятнадцатиствольные сопла, у которых были два вида профилей: цилиндрический с плавными скруглениями и диафрагменный. Параметры работы ЖГЭ менялись в широких пределах: давление рабочей жидкости перед соплом $P_r$ изменялось в диапазоне от 0,5 до 2,6 МПа; давление газа в приемной камере ЖГЭ $P_{пр}$ изменялось в диапазоне от 0,03 до 0,3 МПа.
Берман Л. Д. и Ефимочкин Г.И. [11, 12]	экспериментальные исследования характеристик работы ЖГЭ в диапазоне изменения рабочих параметров: давления рабочей жидкости перед соплом эжектора $P_r$ от 0,2 до 1,0 МПа, давления газа в приемной камере эжектора $P_{пр}$ от 0,0 до 0,05 МПа, давления газожидкостной смеси на выходе из эжектора $P_c$ от 0,02 до 0,26 МПа. Было введено разделение ЖГЭ в зависимости от типа рабочей струи: ЖГЭ с компактной и диспергированной струей. Методика расчета справедлива в диапазоне перечисленных рабочих параметров для эжекторов с короткой камерой смешения $L_{кс}=10d_{кс}$ .
Спиридонов Е.К. [139]	выявлены характерные энергетические состояния изотермического газожидкостного потока в ЖГЭ и предложен критерий энергетического состояния – параметр кинетичности; $P_r$ не более 0,2 МПа; получена зависимость длины распада струй жидкости и смешения потоков жидкости и газа в цилиндрической камере от геометрических и режимных параметров работы эжектора, а также от чисел Вебера и Рейнольдса.
Кореннов Б.Е. [80]	экспериментальные исследования с эжекторами, имеющими удлиненную камеру смешения $L_{кс}=(12-14)d_{кс}$ , при этом коэффициент инжекции газа $U_g$ при всех значениях $P_{пр} \leq 0,03$ МПа не превышает значений, полученных для эжекторов с короткой камерой смешения $L_{кс}=10d_{кс}$ . Увеличение длины камеры смешения приводит к увеличению $U_g$ примерно в два раза. Наибольшее увеличение $U_g$ при $L_{кс}$ в диапазоне $(14-18)d_{кс}$ . Максимальных значений $U_g$ достигает при $L_{кс}=(20-35)d_{кс}$ . При увеличении $L_{кс}=(40-48)d_{кс}$ $U_g$ снижается до значений при $L_{кс}=14d_{кс}$ . Расстояние от выходной кромки сопла до входа в камеру смешения следует выбирать в диапазоне $l=(1-6)d_{кс}$ . Давление рабочей жидкости перед соплом эжектора $P_r$ в диапазоне от 0,25 до 1,4 МПа; давление газожидкостной смеси на выходе из эжектора $P_c$ в диапазоне от 0,08 до 0,12 МПа.
Подзерко А.В. [119]	разработана физико-математическая модель струйного аппарата с газожидкостной эжектируемой средой, были определены основные характеристики и закономерности влияния на них основных режимных и геометрических параметров; создан алгоритм расчета струйного аппарата с газожидкостной

Авторы	Особенности исследований
	инжектируемой средой., удовлетворительная сходимость результатов.
Дроздов А.Н. [51, 53]	исследования по определению влияния формы сопла и длины камеры смешения на характеристики работы ЖГЭ при откачке жидкости и газа. Было установлено, что наилучшие результаты достигаются при использовании конических, диафрагменных и винтовых сопел. При проведении исследований использовались ЖГЭ с соотношением равным $d_{кс}/d_c=2$ и 2,55, а отношение составляло $L_{кс}/d_{кс}=6,7$ и 13,9, диаметра камеры смешения $d_{кс}$ был равен 14мм. Определено влияния рабочего давления $P_r$ на характеристики работы ЖГЭ при инъекции газа из атмосферы при $d_c = 7,5; 9,0; 10,0$ мм; $d_{кс} = 14$ мм, $L_{кс}=30d_{кс}$ .
Демьянова Л.А. [42, 58]	разработан эжектор, длина камеры смешения и длина диффузора, которых выбираются так, чтобы $L_{кс}/d_{кс} = 3-5$ ; $L/d_{кс} = 10-11$ , где $L_{кс}$ - длина камеры смешения, м.; $L$ - длина диффузора, м.; $d_{кс}$ - диаметр камеры смешения, м.
Сазонов Ю.А. [128, 129, 130]	разработана методика расчета характеристик работы эжектора для перекачки газожидкостных смесей; исследования проводились с эжекторами, оснащенными коническими соплами; высокая сходимость результатов;
Красильников И.А. [82]	исследования влияния перепада давления рабочей жидкости $P_r$ в сопле ЖГЭ на характеристики его работы при значениях от 1,0 до 20,0 МПа, при $P_{пр}$ 0,1 МПа и 0,5 МПа, для короткой и удлиненной камеры смешения. Построены номограммы.

Использование струйных аппаратов во всевозможных областях техники и незаконченность развития теории струйных аппаратов являются причинами существования различных методик их расчета.

Анализ исследований, посвященных изучению напорно-энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора, показал, что эксперименты проводятся с учетом различных конструкций эжекторов и значений рабочего давления и давления в приемной камере эжектора, при использовании различных названий к одним и тем же элементам струйных аппаратов, различных исходных геометрических характеристик и различием в процессах, протекающих при работе с упругими и неупругими средами. Необходимо также отметить, что процесс инъекции выхлопных газов от двигателя

внутреннего сгорания для создания водогазовой смеси не исследовался ни в одной из существующих работ.

#### **1.4 Обобщение результатов анализа и постановка задач исследования**

Особенности нынешнего углеводородного сектора обусловлены снижением выбросов вредных газов, в частности путем их утилизации для закачки в нефтяной пласт с целью увеличения нефтеотдачи. В связи с этим, большое внимание уделено разработке научно-практического обоснованного подхода к использованию выхлопных (дымовых) газов из различных источников в качестве инжектируемого потока в процессе водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем.

Для достижения поставленной цели исследования необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ особенностей применения ВГВ и определение видов газов, используемых для его реализации.

2. Обоснование возможности использования выхлопных (дымовых) газов от различных источников в нефтегазодобывающем производстве для увеличения нефтедобычи.

3. Теоретическое исследование особенностей работы струйных аппаратов при закачке водогазовой смеси в различных условиях.

4. Опытное исследование работы насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах инжектируемого газа.

5. Разработка стенда для исследования работы струйного аппарата при создании водогазовой смеси с использованием выхлопных газов.

6. Проведение исследований по оптимизации режимов работы жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов, что позволит расширить область применения насосно-эжекторных систем.

7. Разработка технологической схемы насосно-эжекторной системы, подходящей для утилизации выхлопных газов в условиях месторождений Арктического региона и определение основных параметров работы системы.

Возможность использования выхлопных газов позволяет обеспечить охрану окружающей среды и безопасные условия труда для рабочего персонала, расширить области применения насосно-эжекторных систем при осуществлении ВГВ, что способствует повышению эффективности добычи углеводородного сырья.

## **2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ПРИ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РАСХОДАХ ИНЖЕКТИРУЕМОГО ГАЗА**

Одной из важнейших проблем нефтяной промышленности является нерациональное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах [56]. Россия находится среди мировых лидеров по факельному сжиганию ПНГ. В 2017 году в стране сгорело в факелах 12,9 млрд м<sup>3</sup>, или 13,1% от общей добычи ПНГ [157]. В 2021 году было сожжено более 22 млрд м<sup>3</sup> ПНГ, показатель, который существенно не изменяется за последние десять лет, и находится в диапазоне 20–23 млрд м<sup>3</sup> [15].

Причин нерационального использования ПНГ достаточно много. Так, низконапорный газ конечных ступеней сепарации зачастую сжигается из-за нерентабельности строительства для его утилизации дорогостоящих компрессорных станций. С другой стороны, использование ПНГ для выработки электроэнергии приводит также к образованию выхлопных газов и их выпуску в атмосферу. Как правило, объем образованных выхлопных газов в 5-10 раз больше объема сжигаемого ПНГ.

Вместе с тем известно, что утилизировать низконапорный газ можно с применением простых по конструкции и надежных насосно-эжекторных систем, не требующих высоких капитальных вложений [43].

Применение насосно-эжекторных систем для утилизации попутного нефтяного газа, выхлопных (дымовых) газов позволяет снизить негативное влияние на окружающую среду, а также позволяет реализовывать перспективный метод водогазового воздействия на пласт [223], являющийся эффективным методом увеличения нефтеотдачи [1, 6, 33, 37, 38, 53, 75, 109, 179, 180].

Существенное изменение расхода попутного нефтяного газа во времени является серьезной проблемой для эффективной эксплуатации насосно-

эжекторных систем при утилизации попутного нефтяного газа, а также образующихся от сжигания ПНГ выхлопных газов.

В качестве примера существенных изменений расхода ПНГ во времени на рисунке 2.1 приведены фактические промысловые замеры суточного расхода  $Q_{\Gamma}$  низконапорного попутного нефтяного газа конечной ступени сепарации, сжигаемого на факеле низкого давления установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Самодуровская» в течение первой половины октября 2016 г.

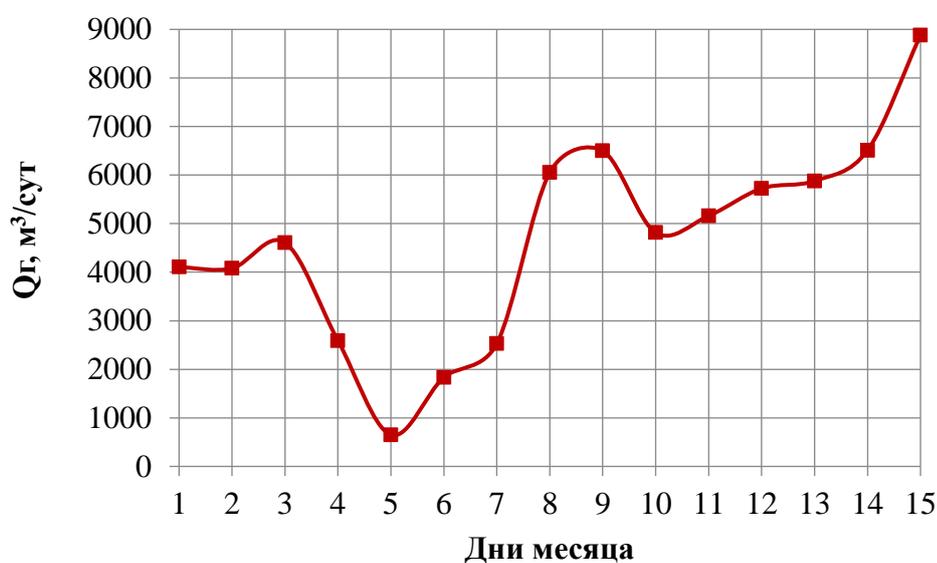


Рисунок 2.1 – Динамика изменения суточного расхода  $Q_{\Gamma}$  сжигаемого на факеле низконапорного ПНГ конечной ступени сепарации во времени

Значения расхода газа в течение двух недель претерпевают существенные изменения, причем минимальный ( $650 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и максимальный ( $8880 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) расход отличаются друг от друга в 13,7 раз. Это вызвано нестационарными процессами разработки и эксплуатации трех нефтяных месторождений (Самодуровского, Ефремо-Зыковского и Спасского), продукция которых поступает на УПСВ «Самодуровская». Скважины останавливаются и запускаются, на них производятся текущие и капитальные ремонты, и всё это влияет на величины расходов нефти, газа и воды, поступающих на УПСВ. Кроме того, на нестабильность расходов влияют

остановки скважин для проведения ремонта промысловых трубопроводов и замены групповых замерных установок «Спутник», и последующие запуски скважин в работу. Ряд скважин, в том числе высокообводненных, находится в периодической эксплуатации, что также вносит свой вклад в нестационарное поступление флюидов на УПСВ, и, соответственно, в изменение расходов низконапорного попутного нефтяного газа, который необходимо утилизировать.

Необходимо отметить, что при полной утилизации ПНГ через его сжигание для выработки электроэнергии динамика изменения объема выхлопных газов будет иметь аналогичных характер.

Такое существенное (более чем в 13 раз) изменение расхода низконапорного ПНГ во времени является серьезной проблемой. Для обеспечения рациональной работы насосно-эжекторной системы при условии изменяющегося расхода инжектируемого газа необходимо проведение экспериментальных исследований характеристик жидкостно-газового эжектора и разработка способа работы насосно-эжекторных систем, обеспечивающих их эффективную адаптацию к существенному изменению величины расхода газа.

## **2.1 Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для утилизации низконапорного попутного газа и методика проведения лабораторных исследований характеристик жидкостно-газового эжектора**

Одна из принципиальных схем насосно-эжекторной системы для утилизации низконапорного ПНГ путем его нагнетания в газопровод показана на рисунке 2.2. Система содержит эжектор 1, насос 2, сепаратор 3, всасывающую линию 4 насоса 2, нагнетательную линию 5 насоса 2, линию откачки низконапорного газа 6, линию нагнетания водогазовой смеси 7, линию

нагнетания отсепарированного газа 8, линию подачи воды 9 и линию отвода воды 10.

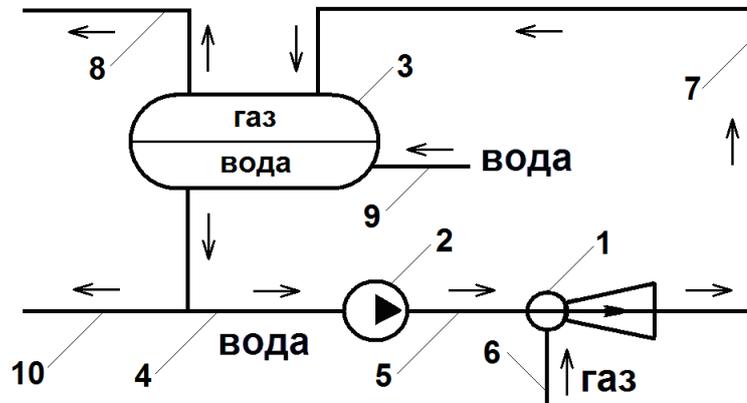


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема насосно-эжекторной системы.

1 – эжектор, 2 – насос, 3 – сепаратор, 4 – всасывающая линия насоса, 5 – нагнетательная линия насоса, 6 – линия откачки низконапорного газа, 7 – линия нагнетания водогазовой смеси, 8 – линия нагнетания отсепарированного газа, 9 – линия подачи воды, 10 – линия отвода воды.

В сепараторе находится рабочая жидкость. В качестве жидкости могут применяться пресная и минерализованная вода, а также водонефтяные эмульсии, нефть, конденсат и т.п. [59].

Система работает следующим образом. Вода из сепаратора 3 поступает на вход насоса 2 по всасывающей линии 4. Насос 2 нагнетает воду по линии 5 в сопло эжектора 1, который откачивает попутный газ по линии 6 из сепарационной установки нефтепромысла. После эжектора 1 смесь с повышенным давлением направляется по линии нагнетания водогазовой смеси 7 в сепаратор 3, где происходит отделение газа от воды.

Газ по линии нагнетания 8 далее идет на осушку и затем направляется в газопровод. Поскольку при циркуляции вода смешивается с газом и вследствие этого частично испаряется, по мере необходимости следует осуществлять подпитку сепаратора 3 водой по линии подачи воды 9. Кроме того, вода, перекачиваемая по замкнутому контуру системы, нагревается при

прохождении через насос 2. Поэтому в тех случаях, когда отвод тепла в окружающую среду и унос тепла перекачиваемой средой являются недостаточными, целесообразно снижать температуру рабочей жидкости путем подачи по линии 9 в сепаратор 3 некоторого количества охлаждающей воды и отвода по линии 10 такого же расхода нагретой воды.

Методики расчета характеристики и подбора наиболее подходящей проточной части эжектора по заданным параметрам эксплуатации приведены в работах [43, 54, 87]. Однако непостоянство во времени расхода откачиваемого газа может серьезно осложнить эксплуатацию системы.

Специальные лабораторные экспериментальные исследования характеристик жидкостно-газового эжектора при существенно изменяющихся условиях эксплуатации были выполнены на стенде, описание которого и методика проведения опытов приведены в работе [53]. Стенд содержал бак для жидкости, мерный бак, полочный гравитационный сепаратор, два подпорных (погружных многоступенчатых центробежных) насоса, исследуемый струйный аппарат (эжектор), систему распределительных трубопроводов, регулировочных вентилях и задвижек, а также контрольно-измерительную аппаратуру [57, 142, 177]. Система циркуляции жидкости при проведении экспериментов – замкнутая, газа – открытая. Жидкость из бака нагнеталась одним или двумя подпорными насосами [53, 27, 47, 183] в струйный аппарат, где смешивалась с подсасываемым газом. Смешанный поток направлялся из струйного аппарата в полочный гравитационный сепаратор. Отделенная жидкость стекала из него в бак, а отсепарированный газ поступал в атмосферу. При проведении исследований замеряли: расход жидкости, подаваемой в рабочее сопло; расход (подачу) газа, поступающего в приемную камеру; давления перед рабочим соплом, в приемной камере и на выходе из диффузора эжектора; температуру жидкости в баке. Расходы жидкости и газа, а также величины давлений регулировали задвижками или вентилями.

На стенде исследовали характеристики эжектора с диафрагменным соплом диаметром 9 мм, цилиндрической камерой смешения диаметром 14 мм и диффузором с углом раскрытия  $9^\circ$ . Длина камеры смешения составляла 30 диаметров. Для опытов было выбрано диафрагменное сопло с прямоугольными кромками. Эта форма сопла, как показали ранее выполненные исследования [185], обеспечивает хорошие условия для эжектирования газа струёй жидкости. Ещё одним преимуществом является простота конструкции и изготовления такого сопла.

В качестве жидкости использовали пресную воду, а в качестве газа – воздух, который засасывался в приемную камеру эжектора из атмосферы. Величины рабочего давления  $P_p$  (давления рабочей жидкости) перед соплом и расхода рабочей жидкости  $Q_p$  меняли с помощью регулируемой задвижки.

По результатам исследований строили фактические характеристики струйных аппаратов при эжектировании газа. Стенд, на котором проводили эксперименты, позволяет исследовать характеристики различных эжекторов в широком диапазоне режимных параметров при откачке жидкости, газа, а также газожидкостной смеси.

## **2.2 Результаты лабораторных исследований характеристик жидкостно-газового эжектора при изменяющемся расходе газа**

По результатам исследований были получены напорные и энергетические характеристики эжектора – зависимости давления  $\Delta P_c$ , создаваемого струйным аппаратом, и КПД эжектора  $\eta$  от подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  в условиях входа в приемную камеру эжектора при различных давлениях рабочей жидкости  $P_p$  перед соплом (рисунки 2.3 и 2.4).

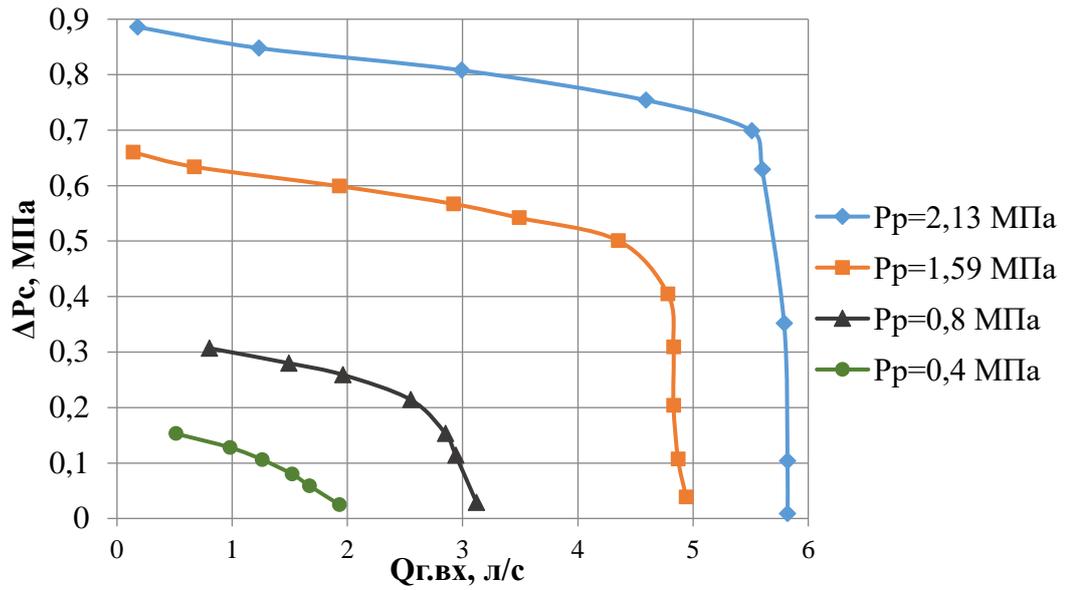


Рисунок 2.3 – Зависимости давления  $\Delta P_c$ , создаваемого струйным аппаратом, от подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  в условиях входа в приемную камеру эжектора (напорные характеристики) при различных давлениях рабочей жидкости  $P_p$  перед соплом

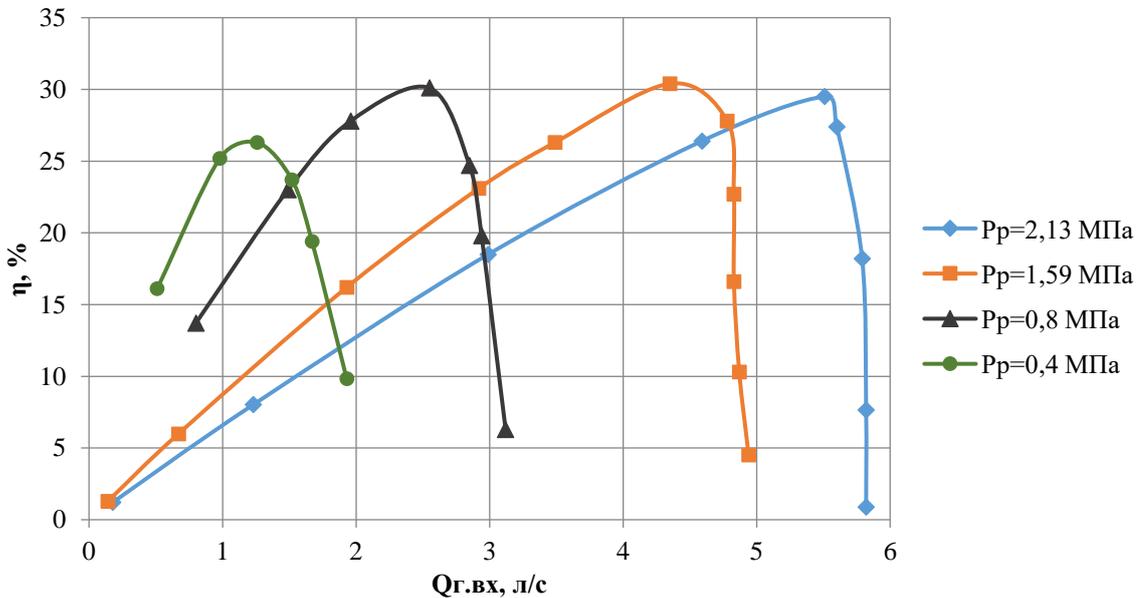


Рисунок 2.4 – Зависимости КПД жидкостно-газового эжектора  $\eta$  от подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  в условиях входа в приемную камеру эжектора (энергетические характеристики) при различных давлениях рабочей жидкости  $P_p$  перед соплом

Величину  $\Delta P_c$  определяли по формуле

$$\Delta P_c = P_c - P_{np}, \quad (2.1)$$

где  $P_c$  - давление на выходе струйного аппарата,

$P_{np}$  - давление в его приемной камере.

КПД жидкостно-газового эжектора  $\eta$  рассчитывали по формуле

$$\eta = \frac{Q_{г.вх} P_{np} \ln \frac{P_c}{P_{np}}}{Q_p (P_p - P_c)}. \quad (2.2)$$

Как показали эксперименты, с увеличением рабочего давления  $P_p$  напорные характеристики эжектора существенно меняются. Давление, развиваемое струйным аппаратом, и расход откачиваемого газа заметно увеличиваются, расширяется область работы эжектора. В экспериментах рабочее давление  $P_p$  перед соплом повышалось от 0,4 до 2,13 МПа, т.е. примерно в 5,33 раза. При этом значения давления  $\Delta P_c$ , создаваемого струйным аппаратом в режимах максимального КПД, возрастали от 0,106 до 0,699 МПа, или практически в 6,59 раз. Величины подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  в режимах максимального КПД увеличивались от 1,26 до 5,51 л/с – в 4,37 раза. Эти значения показывают, что имеются хорошие возможности адаптации насосно-эжекторной системы к изменениям расхода газа путем регулирования её работы путем варьирования рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло.

Для оценки влияния давления рабочей жидкости перед соплом  $P_p$  на эффективность эжектора были построены зависимости максимальных значений КПД  $\eta_{max}$ , расхода рабочей жидкости  $Q_p$  и подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  от рабочего давления  $P_p$  перед соплом для исследуемого струйного аппарата (рисунок 2.5).

Эксперименты позволили установить, что с повышением рабочего давления  $P_p$  увеличиваются как расход рабочей жидкости  $Q_p$ , так и подача откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$ , при чем темп роста подачи газа существенно больше темпа роста расхода рабочей жидкости. Значения  $\eta_{max}$  с увеличением  $P_p$  сначала растут, а после давления  $P_p$ , составляющего 1,59 МПа, несколько

уменьшаются. При этом в диапазоне  $P_p$  от 0,8 до 2,13 МПа изменения  $\eta_{\max}$  незначительны (менее 0,9%).

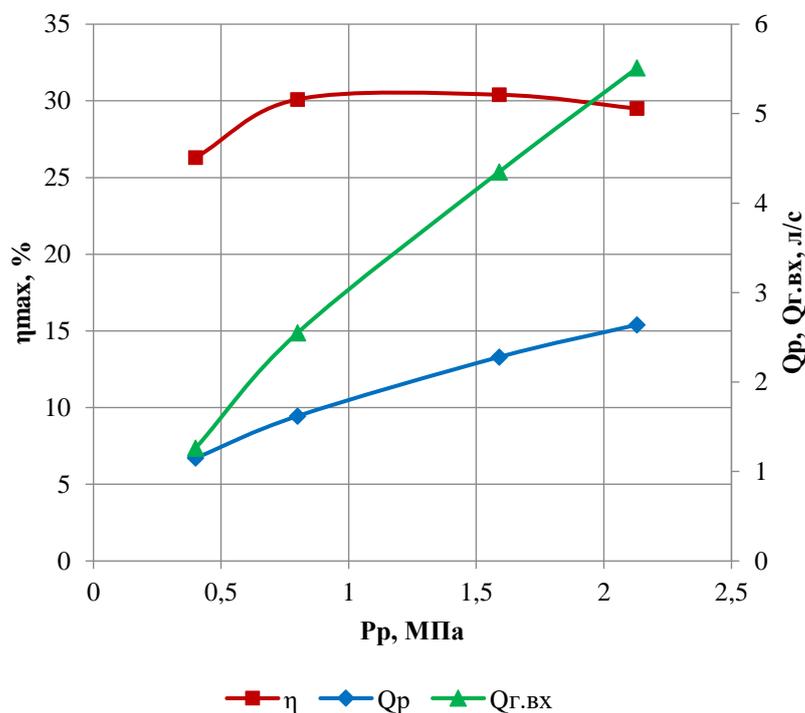


Рисунок 2.5 – Зависимости максимального КПД  $\eta_{\max}$ , расхода рабочей жидкости  $Q_p$  и подачи откачиваемого газа  $Q_{г.вх}$  от рабочего давления  $P_p$  перед соплом для исследуемого струйного аппарата.

Показана в экспериментах возможность успешного регулирования работы насосно-эжекторной системы за счет изменения рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло, что позволяет откачивать газ при существенно изменяющихся (в несколько раз) расходах газа, может быть наилучшим образом реализована на практике путем частотного регулирования частоты вращения вала насоса. Этот метод обеспечивает гораздо более высокую энергетическую эффективность по сравнению с регулированием потока вентилем на выходе насоса (использованного в процессе стендовых экспериментов, описанных выше). Станции управления с частотными преобразователями для привода насосов выпускаются серийно, поэтому их применение на практике в составе насосно-эжекторных систем не вызовет затруднений.

Вместе с тем эксперименты показали, что только одного регулирования работы системы путем изменения давления перед соплом эжектора и расхода жидкости через сопло всё же недостаточно для адаптации в тех случаях, когда расходы откачиваемого газа изменяются более чем в 4-5 раз. В самом деле, технически достаточно трудно менять (даже путем частотного регулирования) давление, развиваемое насосом системы, в 6 и более раз. Поэтому для адаптации в условиях изменения расхода эжектируемого газа более чем в 4-5 раз (например, в 13,7 раз, как на УПСВ «Самодуровская»), целесообразно дополнить частотное регулирование методом периодической кратковременной эксплуатации, подобным описанному в работе [84] способу эксплуатации скважин.

При этом производятся периодические кратковременные включения и отключения насоса 2, приводящего в действие эжектор 1 (см. схему на рисунке 2.2). Периодами работы насоса 2 и эжектора 1 можно управлять с помощью автоматического регулирования по давлению в линии откачки низконапорного газа 6. При росте давления в линии 6 выше заданной величины происходит включение насоса 2, эжектор 1 откачивает газ, и после снижения давления в линии откачки низконапорного газа 6 до определенного значения насос 2 выключается. В процессе эксплуатации можно задать величины давлений регулирования таким образом, чтобы изменение давления в линии откачки низконапорного газа 6 не приводило к пульсациям. Запуски насоса целесообразно осуществлять методом плавного пуска. Параметры насоса и эжектора должны быть рассчитаны исходя из максимального ожидаемого расхода газа. Таким образом, система может обеспечить откачку газа во всем необходимом диапазоне от минимального до максимального значения расхода, даже если они отличаются друг от друга в десятки раз.

Дополнительно повысить эффективность эксплуатации насосно-эжекторной системы, показанной на рисунке 2.2, можно путем использования результатов исследований, представленных в [169, 181]. В этих работах было

экспериментально установлено, что существуют области рациональных концентраций и состава солей, в которых обеспечивается подавление коалесценции газовых пузырьков в жидкости за счет проявления отталкивающих сил между пузырьками, заряжающихся отрицательно в водных растворах электролитов. Кроме того, в [181] выявлено заметное улучшение характеристик жидкостно-газовых эжекторов с добавлением соли в воду, то есть при откачке газа струёй соленой воды (в области рациональных концентраций подавления коалесценции пузырьков) по сравнению с эжектированием газа струёй пресной воды. Поэтому в качестве рабочей жидкости насосно-эжекторной системы целесообразно использовать воду с добавкой солей-электролитов, соответствующей области рациональных концентраций и состава солей. При этом важно отметить следующее обстоятельство. Подтоварная попутно добываемая вода, отделяемая на УПСВ, как правило, содержит различные растворенные соли. В работе [181] показано, что состав попутно добываемой воды Самодуровского месторождения способствует подавлению коалесценции пузырьков. Следовательно, в таких случаях, когда сама природа идет навстречу, надо использовать в качестве рабочей жидкости попутно добываемую воду, состав которой препятствует быстрой коалесценции газовых пузырьков и повышает эффективность откачки газа насосно-эжекторной системой.

Данную технологию применения насосно-эжекторных систем можно использовать не только для утилизации ПНГ, а и для эксплуатации нефтяных скважин УЭЦН со струйными аппаратами [7, 53, 85, 133, 145, 170, 187].

Экспериментальные исследования показали возможность успешного регулирования работы насосно-эжекторной системы за счет изменения рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло, что позволяет откачивать газ при существенно изменяющихся (в несколько раз) его расходах. Вместе с тем одного только регулирования работы системы путем изменения давления перед соплом эжектора и расхода

жидкости через сопло всё же недостаточно для адаптации в тех случаях, когда расходы откачиваемого газа изменяются более чем в 4-5 раз. Поэтому для адаптации в условиях более высоких изменений расхода газа целесообразно дополнить частотное регулирование методом периодической кратковременной эксплуатации.

Данное технологическое решение применимо как для насосно-эжекторных систем при утилизации любого газа (попутного нефтяного газа, выхлопных газов и т.д.), так и для рациональной эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных установками погружных центробежных насосов с эжекторами.

Для разработки технологий закачки водогазовых смесей с использованием выхлопных газов, получаемых при сжигании ПНГ при генерации энергии на газопоршневых, газотурбинных установках, а также газов от дизельных и бензиновых установок, с помощью насосно-эжекторных систем требуется проведение исследований с инъекцией данных газов от реального источника.

### **2.3 Выводы по второй главе**

1. Для обеспечения рациональной работы насосно-эжекторной системы при условии изменяющегося расхода инжектируемого газа были проведены экспериментальные исследования характеристик жидкостно-газового эжектора, получены напорно-энергетические характеристики исследуемого струйного аппарата при различных давлениях рабочего потока перед соплом эжектора.

2. Установлена возможность адаптации работы насосно-эжекторных систем к изменениям расхода откачиваемого газа за счет изменения рабочего давления и расхода жидкости через сопло.

3. Для успешного изменения работы насосно-эжекторной системы рассматривается возможность частотного регулирования вращения вала насоса при изменении расхода газа в небольшом диапазоне значений.

4. При большом различии в значениях возможного расхода инжектируемого газа рекомендуется дополнение частотного регулирования методом периодической кратковременной эксплуатации.

5. Отмечена возможность повышения эффективности работы насосно-эжекторной системы при использовании в качестве рабочей жидкости растворов солей с концентрацией, способствующей подавлению коалесценции пузырьков.

### **3 РАЗРАБОТКА СТЕНДА И МЕТОДОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ**

#### **3.1 Разработка стенда для проведения исследований жидкостно-газовых эжекторов с использованием выхлопных газов**

**Описание стенда.** Схема стенда-макета, позволяющего проводить экспериментальные исследования насосно-эжекторных систем, а именно электроцентробежных насосов и жидкостно-газовых эжекторов, где в качестве рабочей жидкости используется водопроводная вода или раствор солей-электролитов, а в качестве пассивного (инжектируемого) потока – воздух, ранее предполагала работу всей системы стенда при замкнутой циркуляции жидкости и открытой циркуляции газа. То есть жидкость из бака через всасывающую линию силового насоса подавалась по нагнетательной линии к соплу струйного аппарата. В приемную камеру эжектора поступал газ (воздух) из атмосферы. После струйного аппарата смешанный поток поступал в бак, где происходила естественная сепарация газа.

В рамках настоящего исследования была разработана схема стенда-макета для изучения работы насосно-эжекторной системы, где в качестве газа используются выхлопные газы от реального источника – бензинового двигателя внутреннего сгорания (рисунок 3.1). Стенд для исследования содержит следующие основные элементы: бак-резервуар 1 для накопления жидкости, силовой насос 2 для нагнетания жидкости, эжектор 3, дожимной насос 4, двигатель внутреннего сгорания 5, теплообменник 6, предназначенный для охлаждения выхлопных газов, ресивер 7, бак-сепаратор 8.

Бак-резервуар 1 соединен с водопроводом через линию 30, подводку 74 и шаровые краны 35-36. К баку-резервуару 1 для определения уровня в баке присоединено водомерное стекло с запорными вентилями 72 с помощью подводок 75-76 и шаровых кранов 58-59.

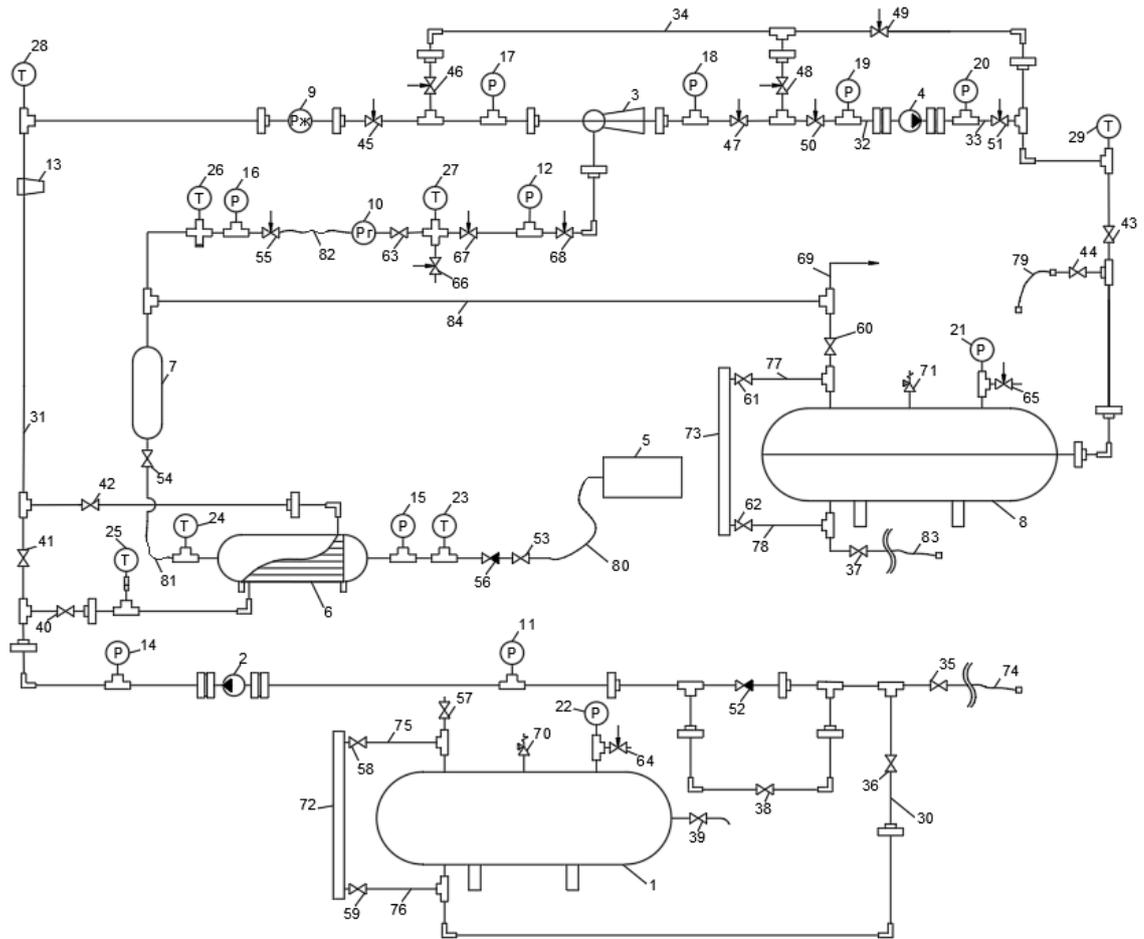


Рисунок 3.1 – Схема стенда насосно-эжекторной установки с подводом  
ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ:

1 – бак-резервуар для чистой воды, 2 – силовой насос, 3 – эжектор, 4 – дожимной насос, 5 – двигатель внутреннего сгорания, 6 – теплообменник, 7 – ресивер, 8 – бак-сепаратор, 9 – расходомер жидкости, 10 – расходомер выхлопных газов, 11 и 12 – мановакуумметры, 13 – фильтр  $\frac{3}{4}$ " , 14-22 – манометры, 23-29 – термометры, 30 – всасывающая линия силового насоса, 31 – нагнетательная линия силового насоса, 32 – всасывающая линия дожимного насоса, 33 – нагнетательная линия дожимного насоса, 34 – перепускная линия, 35-44 – краны шаровые  $\frac{3}{4}$ " , 45-51 – регулируемые задвижки и вентили  $\frac{3}{4}$ " , 52 – обратный клапан  $\frac{3}{4}$ " , 53-54 – краны шаровые 1" , 55 – регулируемый вентиль кран 1" , 56 – обратный клапан 1" , 57-63 – краны шаровые  $\frac{1}{2}$ " , 64-68 – регулируемые задвижки и вентили  $\frac{1}{2}$ " , 69 – гофрированная нержавеющая стальная труба для отвода выхлопных газов в атмосферу, 70-71 – предохранительные клапаны  $\frac{3}{4}$ " , 72-73 – водомерное стекло бака с запорными вентилями, 74 – гибкая подводка  $\frac{3}{4}$ " для слива и налива воды в бак, 75-78 – гибкие подводки  $\frac{1}{2}$ " для подсоединения водомерного стекла, 79 – гибкая подводка  $\frac{1}{2}$ " для отбора проб жидкости, 80-82 – стальные трубы для подвода газа, 83 – шланг для слива жидкости, 84 – перепускная линия после ресивера для отвода избытка газа в атмосферу

Дополнительно на баке-резервуаре установлены манометр 22, предохранительный клапан 70, регулируемая задвижка 64 и шаровой кран 39.

Силовой насос 2 соединен с баком-резервуаром 1 через всасывающую линию 30 с установленным обратным клапаном 52 и регулируемой задвижкой 38.

Установленные шаровые краны 40, 41 и 42 позволяют изменять направление течения жидкости от силового насоса 2: через теплообменник 6 или напрямую – в нагнетательную линию 31 с установленными фильтром 13 и регулируемой задвижкой 45.

Теплообменник 6 соединен по газовой линии на входе с выхлопным коллектором двигателя внутреннего сгорания 5 через трубопровод для подвода газа 80 с установленным шаровым краном 53 и обратным клапаном 56 (при необходимости), на выходе с приемной камерой эжектора 3 через трубопроводы для подвода газа 81 и 82 с установленными шаровыми кранами 54, 63, регулируемые задвижками 55, 67, вентилем 68, и ресивером 7, по жидкостной линии на входе – с силовым насосом 2, на выходе – через нагнетательную линию 31 с рабочим соплом эжектора 3.

В стенде имеется перепускная линия 34 с установленными регулируемые вентилями 46-49, что позволяет изменять направление течения жидкости или газожидкостной смеси для исследования работы отдельных элементов стенда – эжектора, силового и дожимного электроцентробежных насосов.

Выход эжектора 3 соединен с приемом дожимного насоса 4 через всасывающую линию дожимного насоса 32 с установленными регулируемые задвижками 47, 50.

Выход дожимного насоса 4 соединен с баком-сепаратором 8 через нагнетательную линию дожимного насоса 33 с установленными регулируемой задвижкой 51 и шаровым краном 43.

С целью анализа газожидкостной смеси устанавливают шаровой кран 44 с подводкой 79, и шаровой кран 53 с подводкой 80, предназначенные для отбора проб.

Жидкостная линия бак-сепаратора 8 соединена со сливом в канализацию через установленный шаровой кран 37 и сливной шланг 83, а газовая линия через установленный шаровой кран 60 с гибкой подводкой 69 для отвода выхлопных газов в атмосферу. Через гибкую подводку 84 соединенная с гибкой подводкой 69 происходит сброс давления, создаваемого инжектируемыми выхлопными газами.

К баку-сепаратору 8 для определения уровня в баке присоединено водомерное стекло с запорными вентилями 73 с помощью гибких подводок 77 и 78, на которых установлены шаровые краны 61 и 62. Дополнительно на бак-сепараторе установлен манометр 21, предохранительный клапан 71, регулируемая задвижка 65.

Для обеспечения безопасности проведения исследований на стенде-макете с использованием выхлопных газов в помещении предусмотрена вытяжная система (не показана на рисунке 3.1).

В качестве силового насоса 2 и дожимного насоса 4 используются многоступенчатые центробежные насосы «Грундфос» CR1-25 и CR1S-30 с однофазными электродвигателями, соответственно. Конструктивно ступень насоса типа CR1 и CR1S аналогична ступеням погружных центробежных насосов ЭЦН низкой быстроходности, габариты ступеней находятся в диапазоне поперечных габаритов ЭЦН, характеристики ступеней аналогичны напорно-расходным и энергетическим характеристикам ЭЦН малой подачи. Силовой насос CR1-25 имеет 25 ступеней и обладает номинальной подачей  $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ , максимальным значением КПД – 45 %, мощностью – 1,5 кВт. Дожимной насос CR1S-30 имеет 30 ступеней и следующие значения рабочих параметров: номинальная подача –  $0,8 \text{ м}^3/\text{час}$ , максимальный КПД – 35%, мощность 1,1 кВт.

Струйный аппарат – жидкостно-газовый эжектор 3 представляет собой сборную конструкцию с комплектом сменных диафрагменных сопел, имеющими прямоугольные кромки, и камер смешения. Данный вид сопел показал свою эффективность при истечении газожидкостных смесей, способствует формированию сначала сужающейся, а потом плавно расширяющейся струи газожидкостной смеси, а также конструкция диафрагменные сопла не вызывает трудностей при изготовлении. Камеры смешения эжектора являются цилиндрическими, угол раскрытия диффузора равен  $6^\circ$ .

Стенд имеет систему распределительных трубопроводов, регулировочных вентилей и задвижек, а также контрольно-измерительные приборы. Последние включают в себя расходомер жидкости, расходомер газа, образцовые манометры, мановакуумметры, термометры. Данные контрольно-измерительные приборы позволяют производить замеры значений давлений, температур, расходов необходимых для расчета напорно-энергетических характеристик эжектора, а также отображения режима работы всей системы стенда. Регулирование работы стенда происходит при помощи регулировочных вентилей. Помимо этого, в стенде предусмотрены отводы для отбора пробы газа и водогазовой смеси для проведения анализа их компонентного состава.

**Описание работы стенда.** Стенд для исследования характеристик насосно-эжекторных систем с использованием выхлопных газов работает следующим способом.

Силовой насос 2 подает жидкость из бака-резервуара 1 сквозь теплообменник 6 и далее по нагнетательной линии 31 в рабочее сопло эжектора 3, при этом краны 40, 42 и 43, регулируемые задвижки 45 и 47, вентили 48 и 49 открыты, а краны 41 и 44, регулируемые задвижки 50, 51 и регулируемый вентиль 46 закрыты.

Дополнительно к баку-резервуару 1 (к линии 30) подключается емкость для увеличения запаса жидкости и соответственно времени проведения исследования (на рисунке 3.1 не показано), при этом во время эксперимента через гибкую подводку 74 производится подача воды из водопровода в систему стенда.

Важным компонентом схемы стенда-макета насосно-эжекторной системы является источник выхлопных газов – бензиновый двигатель внутреннего сгорания 5. От выхлопного коллектора двигателя внутреннего сгорания 5 высокотемпературный выхлопной газ нагнетается сквозь теплообменник 6 в ресивер 7, при этом по необходимости можно устанавливать обратный клапан 56 для предотвращения обратной циркуляции выхлопных газов к их источнику 5, краны 53, 54, 63 и регулируемая задвижка 55 открыты, регулируемые задвижки 66, 67, и вентиль 68 закрыты.

Ресивер 7 предназначен для накопления сжатых выхлопных газов, осаждения сажи, а также стабилизации давления в системе по линии подвода газа.

В теплообменнике 6 происходит теплообмен между двумя несмешивающимися потоками: рабочим – жидкостью из бака-резервуара 1 и водопровода, инжектируемым – выхлопными газами от двигателя внутреннего сгорания 5.

Теплообменник 6 позволяет охладить выхлопные газы, полученные от двигателя до температуры близкой к температуре рабочего потока. Теплообменник выполнен из нержавеющей стали. Внутри него расположены трубки диаметром 12 мм. Площадь теплообмена составляет 0,7 м<sup>2</sup>. Максимальное рабочее давление со стороны трубки составляет 10 атм., а допустимая максимальная температура для потока (газа), проходящего по трубкам, равна 400°C. Максимальное рабочее давление со стороны кожуха составляет 16 атм., а допустимая максимальная температура для охлаждающего потока (воды), проходящего в объеме кожуха, равна 180°C.

После включения силового насоса 2 и создания вакуума в приемной камере эжектора 3 открывается регулируемая задвижка 67 и вентиль 68, и газ из ресивера 7 направляется в приемную камеру эжектора 3, в камере смешения которого происходит перемешивание рабочего и инжектируемого потоков.

Режим работы струйного аппарата устанавливается изменением степени открытия регулируемой задвижки 47.

Полученная жидкостно-газовая смесь нагнетается в бак-сепаратор 8, при этом регулируемые задвижки 47, вентили 48, 49 и кран 43 открыты, а регулируемые задвижки 50, 51 и кран 44 закрыты. Отсепарированный выхлопной газ отделяется в баке-сепараторе 8 и отводится через открытый кран 60 в вытяжную систему и далее в атмосферу. Жидкость из бака-сепаратора 8 сливается в канализацию через открытый кран 37 и сливной шланг 83.

Для получения характеристики насоса 4 проводят запуск силового насоса 2 и эжектора 3, при этом циркуляция жидкости осуществляется по перепускной линии 34 при открытых регулируемых вентилях 46 и 48, при этом краны 40, 42 и 43, регулируемые задвижки 45, 47, 50, 51 открыты, а краны 41 и 44, регулируемый вентиль 49 закрыты.

После чего запускается дожимной насос 4, вентили 46 и 48 постепенно закрываются. Требуемое давление у входа в дожимной насос 4 устанавливается с помощью регулируемой задвижки 51.

Запускается двигатель внутреннего сгорания 5, газ подается сквозь теплообменник 6, в ресивер 7. Открывается задвижка 67 и частично приоткрывается вентиль 68, газ из ресивера 7 направляется в приемную камеру струйного аппарата 3. В эжекторе 3 происходит смешение рабочего и инжектируемого потоков. Содержание газа в смеси регулируется вентилем 68.

После эжектора 3 полученная жидкостно-газовая смесь сначала подается на прием дожимного насоса 4, при этом для установления ранее выбранного требуемого давления у входа в насос 4 приоткрывается задвижка

51. Расход газа устанавливается изменением степени открытия регулируемого вентиля 68.

В стенде установлены контрольно-измерительные приборы. Манометры 11 и 14 расположены для замера давления на входе и выходе силового насоса 2, соответственно. На нагнетательной линии силового насоса 31 устанавливается расходомер жидкости 9, а манометры 17 и 18 на входе в рабочее сопло и выходе из диффузора эжектора 3, соответственно.

На газовой линии теплообменника устанавливаются термометры 23 и 24, а на жидкостной линии – термометры 25 и 28, которые регистрируют изменение температуры выхлопных газов и рабочей жидкости в теплообменнике, соответственно.

После ресивера 7 устанавливаются манометр 16 и термометр 26 для контроля давления и температуры выхлопных газов, соответственно, а также расходомер выхлопных газов 10. На входе в приемную камеру эжектора 3 устанавливаются термометр 27 и манометр 12.

Для замера давления на входе и выходе в дожимной насос 4 на линии 32 устанавливается манометр 19, а на линии 33 – манометр 20, соответственно. Установленный термометр 29 определяет температуру газожидкостной смеси.

Таким образом, данный стенд обеспечивает расширение арсенала технических средств для исследования характеристик насосно-эжекторных систем.

Стендовые измерения происходили в закрытом помещении. При работе с выхлопными газами необходимо снизить негативные последствия данных парниковых газов на лаборантов и персонал, работающий вблизи. В связи с этим была реализована вытяжная система (рисунок 3.2), план расположения, которой приведен на рисунке 3.3. Вытяжная система предназначена для отвода выхлопных газов, выделяющиеся в лабораторном помещении в результате сгорания, происходящего внутри двигателя внутреннего сгорания.

L 600 мЗ/ч

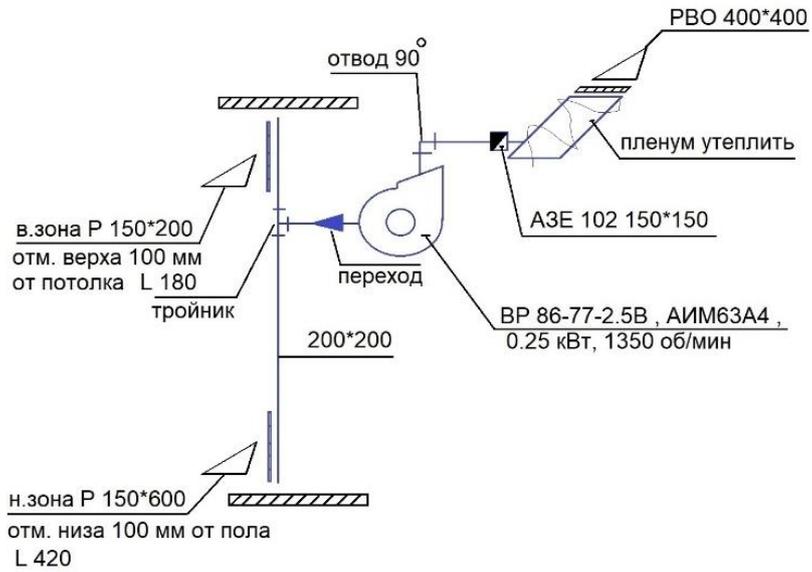


Рисунок 3.2 – Схема вытяжной системы

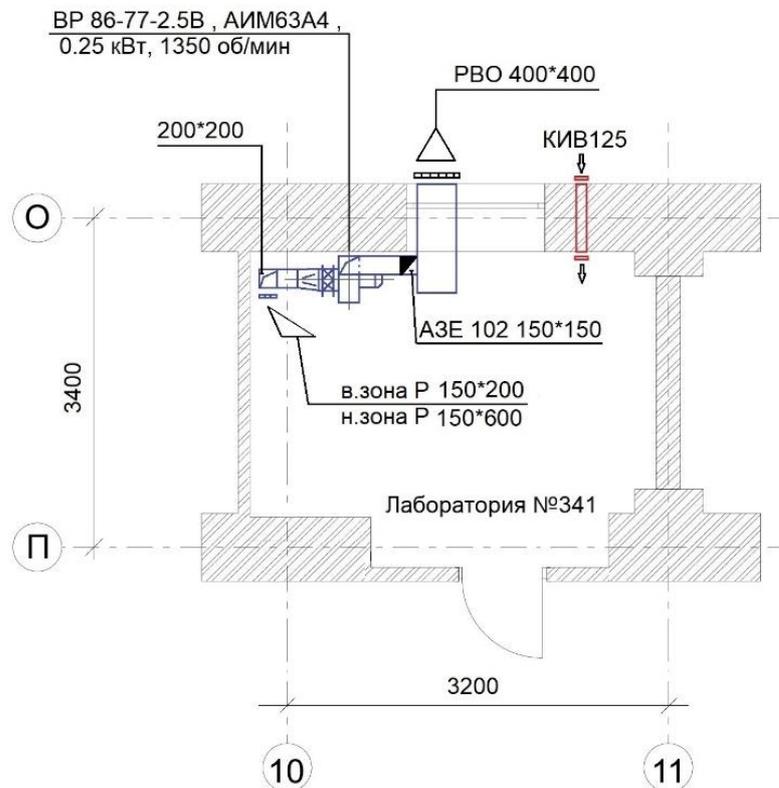


Рисунок 3.3 – Фрагмент плана расположения вытяжной системы в лаборатории

В состав вытяжной системы входит вентилятор радиальный взрывозащищенный из разнородных металлов ВР86-77-2.5В (положение Правое 0, Д=1.1Дном, исп. 1), с виброизоляторами ВР-201 и гибкими вставками группа НГ, а также с электродвигателем АИМ63А4 (n=1350 об/мин, N=0.25 кВт), щит управления вентилятором ЩУВ-3-1-380-0,25-0-2-12-IP54 с частотным регулятором и газоанализатором, обратный клапан взрывозащищенный АЗЕ 102. Приток воздуха восполняется стеновым приточным клапаном КИВ 125.

### **3.2 Методика проведения экспериментов для получения напорно-энергетических характеристик эжектора**

Экспериментальные исследования насосно-эжекторных систем в данной работе заключаются в исследовании характеристик работы жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов от двигателя внутреннего сгорания при атмосферном давлении [28].

Исследования проводятся следующим образом.

В рабочее сопло жидкостно-газового эжектора с определенными геометрическими параметрами проточной части по нагнетательной линии силового насоса подается рабочая жидкость – пресная вода. В приемную камеру по линии подвода выхлопных газов от ДВС поступает выхлопной газ. Из диффузора эжектора смешанный поток направляется в бак-сепаратор, где происходит сепарационное разделение потоков.

В связи с тем, что система циркуляции жидкости в используемом стенде открытая, как и система циркуляции газа, то для начала проведения исследований проводятся подготовительные шаги.

Первый шаг – наполнение бака 1 и дополнительной напорной емкости водой через открытые шаровые краны 35, 36 при закрытых шаровых кранах – 37,38 и открытие крана из водопровода.

Наполнение емкостей прекращается при достижении отметки уровня в водомерном стекле 72 до наибольшего (максимального) значения, соответствующего полному наполнению бака 1.

Для увеличения времени проведения исследования в процессе работы системы и соответственно проведения замеров имеется постоянная подпитка из водопровода через открытый шаровой кран 35. Средняя скорость подачи воды из водопровода равна 0,26–0,37 л/с.

Второй шаг – проверка гидравлической схемы стенда.

Для обеспечения поступления рабочей жидкости на прием силового многоступенчатого центробежного насоса CR1-25 2 при проведении исследований необходимо:

- закрыть шаровой кран 35 и полностью открыть шаровой кран 36, 38.

Для обеспечения поступления рабочего потока на активное сопло эжектора должны быть:

- открыты шаровые краны 40, 42 позволяющие рабочему потоку проходить сквозь теплообменник 6, а шаровой кран 41 закрыт;
- полностью открыта регулирующая задвижка 45.

Для поступления потока из диффузора жидкостно-газового эжектора в бак 8 необходимо:

- полностью открыть регулирующие задвижки и вентили 43, 47-49.

В начальный момент поступление газа в приемную камеру эжектора не производится, двигатель 5 не работает, газовая линия перекрыта:

- полностью закрыта регулирующая задвижка 68 на газовой линии;
- открыты шаровые краны 53, 54, 55 и регулирующая задвижка 67.

Также производится отсечение перепускной линии дожимного многоступенчатого центробежного насоса CR1S-30. Для этого регулирующие задвижки 46, 50, 51 должны быть закрыты.

Для слива отсепарированной воды из бака-сепаратора 8 в канализационный сток и отвода выхлопных газов в вытяжную систему необходимо:

- шаровой кран на линии отвода в канализацию держать открытым;
- шаровой кран линии отвода в вытяжную систему держать открытым.

Далее включается силовой многоступенчатый центробежный насос CR1-25 2. Рабочий поток проходит через кожухотрубный теплообменник 6 и далее через механический счетчик расхода жидкости 9.

На третьем шаге выполняется проверка работы системы. Проверяется неизменность параметров работы системы, герметичность системы, создание вакуума в приемной камере эжектора, что определяется по мановакуумметру 12.

Далее для подачи выхлопных газов в приемную камеру эжектора необходимо:

- запустить двигатель внутреннего сгорания 5;
- полностью открыть регулирующую задвижку 68;

Выхлопные газы проходят через кожухотрубный теплообменник 6, ресивер 7, газовый расходомер 10 и поступают в приемную камеру жидкостно-газового эжектора 3, где инжeksiруются струей рабочего потока.

Выхлопные газы поступают в эжектор под давлением равным атмосферному давлению.

Регулирование давления на выходе из жидкостно-газового эжектора 3 осуществляется постепенным закрытием задвижки 47 до расчетных значений.

После проверки неизменности параметров работы всей системы приступают к непосредственной регистрации параметров работы жидкостно-газового эжектора.

В процессе эксперимента регистрируются рабочие параметры, представленные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Замеряемые параметры работы насосно-эжекторной системы в проводимых исследованиях

№ п/п	Параметр работы	Единицы измерения	Обозначение	Прибор для измерения
<b>Давление в системе</b>				
1	Давление рабочей жидкости перед соплом жидкостно-газового эжектора	МПа	$P_p$	Манометр – 14
2	Давление газа на выходе из двигателя	МПа	$P_{г.вых.д.}$	Манометр – 15
3	Давление газа на выходе из ресивера	МПа	$P_{г.вых.р.}$	Манометр – 16
4	Давление газа в приемной камере жидкостно-газового эжектора	МПа	$P_{пр}$	Мановакуумметр – 12
5	Давление ГЖС на выходе из жидкостно-газового эжектора	МПа	$P_c$	Манометр – 18
<b>Расходы потоков в системе</b>				
4	Объем рабочей жидкости (за время $t_{ж}$ )	м <sup>3</sup>	$V_{ж}$	Расходомер жидкости – 9
5	Время замера объема рабочей жидкости $V_{ж}$	с	$t_{ж}$	Электронный секундомер
6	Объем газа (за время $t_{г}$ )	м <sup>3</sup>	$V_{г}$	Расходомер газа – 10
7	Время замера объема газа $V_{г}$	с	$t_{г}$	Электронный секундомер
8	Температура рабочей жидкости	°С	$T_{ж}$	Термометр – 17
9	Температура газа	°С	$T_{г}$	Термометр – 27
10	Температура смешанного потока	°С	$T_{см}$	Термометр – 29

После замеров параметров работы жидкостно-газового эжектора на одном режиме, закрытием задвижки 47 достигается увеличение давления на выходе из струйного аппарата до следующего значения. Измерения повторяются при различных степенях закрытия задвижки 47. Для получения напорно-энергетической характеристики жидкостно-газового эжектора необходимо от 5-6 точек. Снятие характеристики заканчивается при значении расхода газа близком к нулю.

### **3.3 Методика определения вещественного состава выхлопных газов**

Анализ вещественного состава выхлопных газов от использованного бензинового генератора Zongshen PB 1800 проводится с помощью газоанализатора Инфракар М, предназначенного для измерения объемной доли диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ), оксида углерода (СО), кислорода ( $\text{O}_2$ ), оксида азота (NO), и углеводородов (в пересчете на гексан) в отработавших газах генераторов, автомобилей с бензиновыми двигателями. Мероприятия и порядок проведения эксперимента в этом разделе проводятся согласно паспорту ВЕКМ.413311.004 ПС газоанализаторов ИНФРАКАР М (исполнение ИНФРАКАР 5М), методике поверки МП 242-1653-2013.

Газоанализаторы Инфракар М позволяют провести оценку соответствия промышленной продукции и других видов продукции, а также иных объектов установленным законодательством РФ обязательным требованиям; осуществлять мероприятия государственного контроля (надзора), выполнять работы по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

Тахометр газоанализатора предназначен для измерения и цифрового отображения частоты вращения коленчатого вала 2-х и 4-х тактных генераторов и двигателей, с бесконтактной и контактной одноискровой системой зажигания с высоковольтным распределением.

Прибор обслуживается одним оператором и работает следующим образом.

Пробозаборник прибора устанавливают в смонтированную выхлопную трубу бензинового генератора на глубину не менее 300 мм от среза (до упора) и фиксируют его зажимом (рисунок 3.4). Производят настройку нулей всех каналов нажатием кнопки  $> 0 <$ . Должно отражаться показания чистого воздуха (21%), не загрязненного выбросами  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}$  и  $\text{NO}$ .



а)



б)

Рисунок 3.4 – Анализ вещественного состава выхлопных газов:

- а) фотография монтажа пробозаборника на выхлопную трубу генератора;
- б) фотография газоанализатора Инфракар М в рабочем состоянии

Нажатием и удержанием кнопки 4/2 такта устанавливаются в тахометре тип бензинового генератора, к которому подключен прибор (4-х тактный). Короткое нажатие на кнопку 4/2 такта позволяет проконтролировать тип генератора, установленный в тахометре. Для изменения уровня чувствительности тахометра необходимо одновременно нажать кнопки Печать и 4/2 такта.

Нажатием на кнопки 4/2 такта (+) и Печать (-) устанавливаем требуемый уровень чувствительности тахометра для устойчивого измерения частоты оборотов коленчатого вала для данного генератора.

При завышении показаний тахометра и при его неустойчивой работе необходимо понизить чувствительность, а при занижении показаний - повысить чувствительность тахометра.

После окончания режима настройки нуля (чувствительности - по каналу O<sub>2</sub>) газоанализатор переходит в режим измерения концентраций всех каналов.

Время подстройки – 30 с. При работающем насосе, включающем кнопку Насос (Выход).

Показания фиксируются через 40-60 сек после начала измерения. Нажатием кнопки ПЕЧАТЬ производится запись измеренных величин с указанием реального времени и информации о владельце прибора.

По окончании работы с генератором или при перерыве в работе выключают побудитель расхода газа нажатием кнопки НАСОС.

Вынуть пробозаборник из выхлопной трубы бензинового генератора, отсоединить тахометр. По окончании замеров выключают питание прибора.

### **3.4 Выводы по третьей главе**

1. Разработан стенд по исследованию характеристик насосно-эжекторных систем с использованием выхлопных газов от бензинового двигателя внутреннего сгорания в качестве источника инжектируемого газа.

2. Изложена методология проведения экспериментов для получения напорно-энергетических характеристик эжектора при работе с вредными выхлопными газами.

3. Изложена методология проведения замеров для определения компонентного состава выхлопных газов от двигателя внутреннего сгорания с использованием газоанализатора Инфракар М, что позволит в дальнейшем проанализировать их влияние на изменение напорно-энергетических характеристик эжектора.

## 4 РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА И ИХ АНАЛИЗ

### 4.1 Анализ вещественного состава выхлопных газов

Основными токсичными компонентами выхлопных (отработанных) газов в данном исследовании являются оксиды углерода и азота, углеводороды. Результаты замеров параметров отработавших газов от бензинового генератора представлены в таблице 4.1. Анализ вещественного состава выхлопных газов был реализован в лаборатории департамента транспорта инженерной академии Российского университета дружбы народов.

Таблица 4.1 – Результаты опытного анализа состава выхлопных газов

Состав №	CO, %	CH, ppm	CO <sub>2</sub> , %	O <sub>2</sub> , %	λ	n, об/мин
1	10,2	1830	4,39	5,67	0,823	1710
2	10,2	1967	4,4	5,14	0,81	1710
3	10,5	1968	4,29	4,67	0,788	1680
4	10,5	2000	4,17	4,63	0,783	1680
5	10,5	2000	4,13	4,79	0,786	1710
6	10,32	2000	4,22	5,67	0,798	1730
7	10,4	2000	4,33	5,86	0,83	1620
8	10,14	2000	4,33	5,91	0,832	1660
9	10,32	2000	4,32	5,82	0,819	1660
10	10,8	2000	4,16	5,32	0,802	1660
11	10,5	2000	4	5,23	0,794	1700
12	10,7	2000	4,01	5,22	0,793	1700
13	10,6	2000	4,14	5,56	0,798	1560
14	10,16	2000	4,12	5,67	0,806	1610
15	10,14	2000	4,29	5,69	0,801	1590
...	...	...	...	...	...	...
114	10,02	2000	4,31	4,19	0,718	1420
115	10	2000	4,32	4,29	0,722	1420
116	10	2000	4,31	4,91	0,745	1420
117	10,15	2000	4,31	5,72	0,778	1420
118	10,19	2000	4,4	6	0,794	1420
119	9,86	2000	4,47	6,1	0,79	1130
120	9,75	2000	4,42	5,33	0,761	1680
121	9,98	2000	4,42	4,89	0,743	1680
122	10	2000	4,32	4,2	0,713	1680
123	10	2000	4,28	4,06	0,708	1680
124	10	2000	4,29	4,09	0,715	1680

В таблице 4.2 приводится сравнение полученных данных измерений состава выхлопных газов от используемого бензинового ДВС генератора с приведенным составом в работе [150].

Таблица 4.2 – Сравнительный анализ состава выхлопных газов от бензинового двигателя и от используемого ДВС генератора

Компонентный состав	Бензиновый ДВС в работе [150]	Используемый бензиновый ДВС
Азот	74 – 77	74 – 77
Кислород	0,3 – 10,0	3,7 – 6,13
Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	5 – 12	4 – 4,81
Оксид углерода (CO)	0,5 – 12,0	9,38 – 10,9
Оксиды азота (NO <sub>x</sub> )	0,01 – 0,80	0 – 0,000065
Углеводороды (CH)	0,2 – 3,0	0,19-0,20
Остальные компоненты		Не измерялись

Таким образом, состав выхлопных газов от используемого в исследовании генератора составляет до 10,9% CO, 4,8% CO<sub>2</sub>, 6,1% O<sub>2</sub>, 0,2% CH и около 77% N<sub>2</sub>.

#### Расчет плотности выхлопных газов от генератора $\rho_{\Gamma}$ (кг/м<sup>3</sup>).

Плотность отдельных газов в составе выхлопных газов приведены в ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 [32] при нормальных условиях температуры и давления. В таблице 4.3 приведены исходные данные для расчета плотности выхлопных газов, полученных от используемого бензинового ДВС генератора.

Таблица 4.3 – Расчет плотности  $\rho_{\Gamma}$

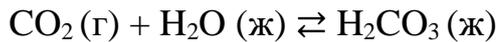
Компонент	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	O <sub>2</sub>	CH
$\rho_i$ , кг/м <sup>3</sup>	1,132	1,784	1,132	1,291	0,983
$V_i$ , об. %	77	4,8	10,9	6,1	0,2
$0,01 \cdot \rho_i \cdot V_i$	0,8716	0,0856	0,1234	0,0775	0,00197

$$\rho_{\Gamma} = 0,01 \cdot \sum_i \rho_i \cdot V_i = 1,1601, \text{ кг/м}^3 \quad (4.1)$$

Плотность выхлопных газов бензинового генератора составляет 1,1601 кг/м<sup>3</sup> при температуре 25 °С и давлении на входе в эжектор – 0,1 МПа.

Угарный газ (СО) и несгоревшие горючие углеводороды СН образуются при неполном сгорании используемого топлива. Растворимость угарного газа в воде при 25° – 20,8 см/л [81].

Необходимо брать во внимание, углекислый газ растворяется в воде образуя очень слабую и непрочную двухосновную угольную кислоту.



Растворимость углекислого газа в воде зависит в основном от температуры и давления и составляет 1,45 г/дм<sup>3</sup> при температуре 25 °С и давлении от 0,1 МПа. В таблице 4.4 приведена зависимость растворимости СО<sub>2</sub> в воде при различных температуре и давлении.

Таблица 4.4 – Влияние давления и температуры на растворимость СО<sub>2</sub> [96]

Давление, МПа	Растворимость м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			
	Температура, 20 °С	Температура, 35 °С	Температура, 60 °С	Температура, 100
2,5	16,3	-	-	-
3,0	18,2	10,6	-	-
3,5	20,1	12,4	-	-
4,0	22,0	14,2	8,5	-
4,5	23,9	16,1	9,3	-
5,0	25,7	18,0	10,2	-
6,0	-	22,7	12,1	-
7,0	-	-	14,2	6,5
8,0	-	-	16,3	7,4
9,0	-	-	18,8	8,5
10,0	-	-	21,4	9,7
11,0	-	-	24,3	10,8
13,0	-	-	-	12,7
15,0	-	-	-	15,1

Как видно из таблицы, растворимость СО<sub>2</sub> растет с ростом давления и уменьшается с ростом температуры. Растворение СО<sub>2</sub> в воде может оказать положительный эффект на работу эжектора.

## 4.2 Результаты исследований влияния длины камеры смешения на напорно-энергетические характеристики эжектора с выхлопными газами для различных диаметров сопла

Исследования по влиянию длины камеры смешения на напорно-энергетические характеристики эжектора при инъекции выхлопных газов проводились:

– при диаметре камеры смешения  $d_{\text{кс}} = 5,4$  мм, величине межсоплового расстояния  $l = 1,48d_{\text{кс}}$ , диаметрах сопла равных 3,3 мм, 3,6 мм, 3,9 мм, 4,3 мм и соотношениях диаметра камеры смешения к диаметру рабочего сопла  $d_{\text{кс}}/d_{\text{с}}$  составляющих 1,64; 1,5; 1,38 и 1,26 соответственно; длинах камеры смешения  $d_{\text{кс}}$  равных 90 мм, 115 мм, 140 мм и соотношениях длины камеры смешения к её диаметру  $L_{\text{кс}}/d_{\text{кс}}$  составляющих 17, 21 и 26, соответственно.

– при диаметре камеры смешения  $d_{\text{кс}} = 6,4$  мм, величине межсоплового расстояния  $l = 1,48d_{\text{кс}}$ , диаметрах сопла равных 3,3 мм, 3,6 мм, 3,9 мм, 4,3 мм и соотношениях диаметра камеры смешения к диаметру рабочего сопла  $d_{\text{кс}}/d_{\text{с}}$  составляющих 1,94; 1,78; 1,64 и 1,49 соответственно; длинах камеры смешения  $d_{\text{кс}}$  равных 110 мм, 135 мм, 160 и 185 мм и соотношениях длины камеры смешения к её диаметру  $L_{\text{кс}}/d_{\text{кс}}$  составляющих 17, 21, 25 и 29, соответственно.

Эксперименты по исследованию характеристик жидкостно-газового эжектора были проведены в лаборатории кафедры недропользования и нефтегазового дела инженерной академии Российского университета дружбы народов.

Красильников И. А. [82] при исследовании влияния перепада давления рабочей жидкости на характеристики работы жидкостно-газового эжектора при инъекции атмосферного воздуха установил, что максимальные значения КПД жидкостно-газового эжектора достигаются в диапазоне значений давления рабочей среды 1-2 МПа, коэффициента инъекции – в диапазоне значений давления рабочей среды 1-4 МПа, что было учтено при выборе силового насоса и проведении исследования.

Рабочее давление выбранного силового насоса при проведении нами исследований снижалось от 1,29 МПа до 1,12 МПа с увеличением диаметра сопла, вне зависимости от диаметра и длины камеры смешения при инжекции выхлопных газов в условиях атмосферного давления.

За счет установленного в стенде теплообменника достигалось снижение температуры инжектируемых выхлопных газов со 150 °С (максимальная температура, зарегистрированная за время каждого опыта) до диапазона значений температуры рабочей среды.

#### 4.2.1 Исследования жидкостно-газовых эжекторов при диаметре камеры смешения 5,4 мм

Подробная характеристика проточной части исследуемых двенадцати жидкостно-газовых эжекторов приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Геометрические параметры различных вариантов конструкции проточной части исследуемых эжекторов при  $d_{\text{кс}} = 5,4$  мм

Наименование параметра	Диаметр сопла	Диаметр камеры смешения	Длина камеры смешения	Расстояние между соплом и входом камеры смешения	Соотношение длины камеры смешения к её диаметру	Соотношение диаметра камеры смешения к диаметру сопла
Обозначение параметров	$d_c$ , мм	$d_{\text{кс}}$ , мм	$L_{\text{кс}}$ , мм	$l$ , мм	$L_{\text{кс}}/d_{\text{кс}}$	$d_{\text{кс}}/d_c$
Номер эжектора						
ЖГЭ1	3,3	5,4	140	8	26	1,64
ЖГЭ5			115		21	
ЖГЭ10			90		17	
ЖГЭ2	3,6		140		26	1,50
ЖГЭ6			115		21	
ЖГЭ11			90		17	
ЖГЭ3	3,9		140		26	1,38
ЖГЭ7			115		21	
ЖГЭ12			90		17	
ЖГЭ 4	4,3		140		26	1,26
ЖГЭ 8			115		21	
ЖГЭ 13			90		17	

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ1, ЖГЭ5 и ЖГЭ10 при диаметре сопла 3,3 мм представлены на рисунках 4.1 (а) и 4.1 (б) соответственно.

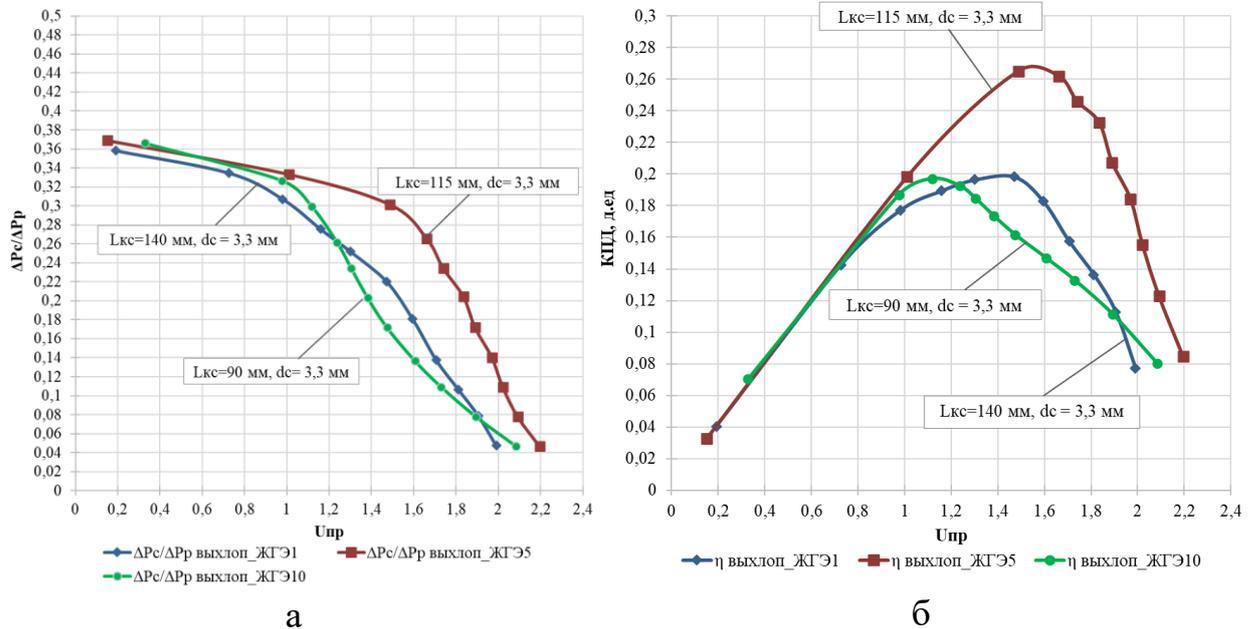


Рисунок 4.1 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$  (а) и КПД (б) от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{kc} = 5,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,3$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

Как видно из полученных характеристик, наилучшие результаты при диаметре сопла  $d_c = 3,3$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,64$  показал эжектор ЖГЭ5 с длиной камеры смешения, равной 21 ее диаметру (наибольший КПД составляет 26,5%), а наихудшие – эжекторы ЖГЭ10 и ЖГЭ1 с длинами камеры смешения, равным 17 и 26 их диаметрам (максимальные КПД равны 19,8% и 20%, соответственно).

Несмотря на то, что максимальный КПД эжектора ЖГЭ1 с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, практически совпадает с наибольшим КПД эжектора ЖГЭ10, наблюдается некоторое отличие напорных характеристик этих эжекторов.

В крайней правой и в левой областях напорные характеристики эжектора с более короткой камеры смешения лучше по сравнению с эжектором с наибольшей длиной камеры смешения, а в центральной части наоборот (рисунок 4.1 а).

Из-за заметного снижения КПД в центральной части характеристики можно прийти к выводу, что производительность эжекторов ЖГЭ1 и ЖГЭ10 при откачке выхлопного газа довольно низка по сравнению с ЖГЭ5. Это показывает, что длина камеры смешения жидкостно-газовых эжекторов не должна быть слишком маленькой или значительно большей для обеспечения эффективной работы эжекторов.

В области низких коэффициентов инжекции напорно-энергетические кривые располагаются довольно близко друг от друга. Как следует из сопоставления параметров эжекторов ЖГЭ5 показывает лучшие характеристики практически во всех областях.

Таким образом, жидкостно-газовый эжектор может достичь лучшей производительности при выборе конструкции с длиной камеры смешивания, составляющей 21 ее диаметр, при которой напорные характеристики намного лучше по сравнению с эжекторами с длиной камеры смешения, отличающей от этого значения.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ2, ЖГЭ6 и ЖГЭ11 при диаметре сопла 3,6 мм представлены на рисунках 4.2 (а) и 4.2 (б) соответственно.

Анализ полученных при диаметре сопла  $d_c = 3,6$  мм результатов показывает, что эжектор ЖГЭ6 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет наибольший КПД, равный 28,4%, а эжектор ЖГЭ11 с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен 25,6%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭ2 (26,4%) с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, несколько выше, чем наибольший КПД эжектора ЖГЭ11.

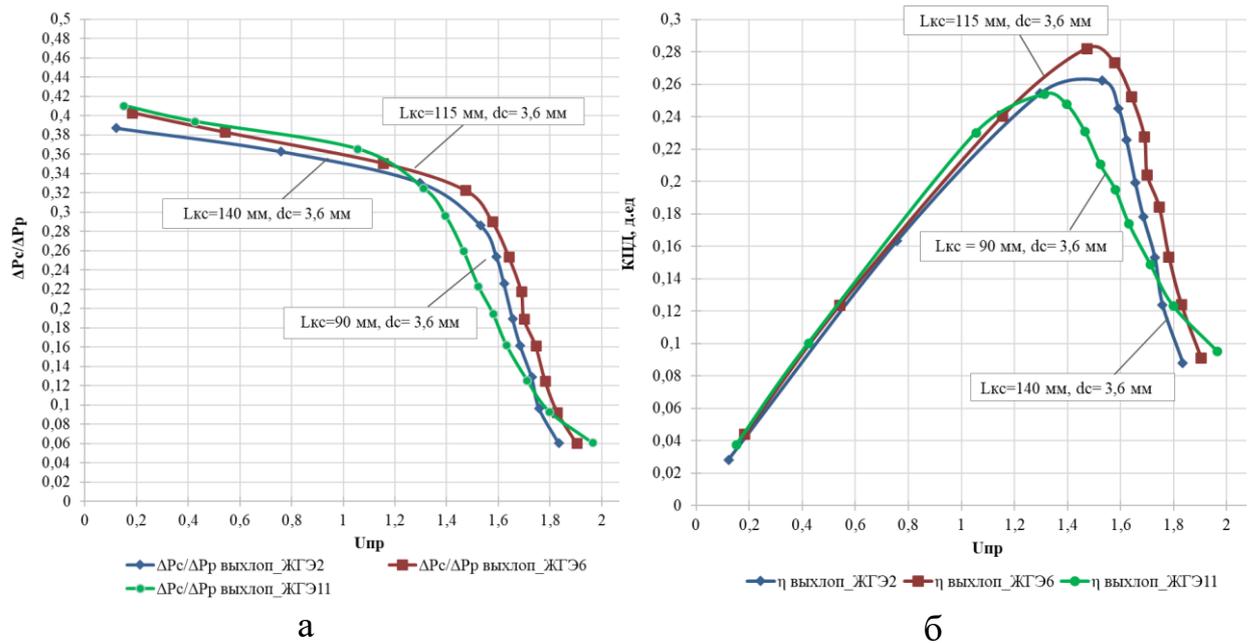


Рисунок 4.2 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c / \Delta P_p$  (а) и КПД (б) от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{кс} = 5,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,6$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

В крайней правой части эжектор с короткой камерой смешения (17 диаметров) показывает лучшие характеристики, а в левой области характеристики всех трех эжекторов практически совпадают, тем не менее кривая ЖГЭ2 со средней длиной камеры смешения (21 диаметр) находится выше (рисунок 4.2 б).

В средней части (рисунок 4.2 а) наблюдается некоторое снижение характеристик эжекторов ЖГЭ2 и ЖГЭ6, однако, напорные характеристики эжектора со средней длиной камерой смешения превышают напор эжектора с удлиненной камерой смешения, который в свою очередь превышает напор эжектора с короткой камерой смешения.

Снижение напорных характеристик в средней части свидетельствуют от том, что энергообмен менее эффективно происходит в эжекторах с длиной камеры смешения 17 и 26 диаметров, соответственно.

Энергетические и напорные характеристики ЖГЭЗ, ЖГЭ7 и ЖГЭ12 при диаметре сопла 3,9 мм представлены на рисунках 4.3 (а) и 4.3 (б) соответственно.

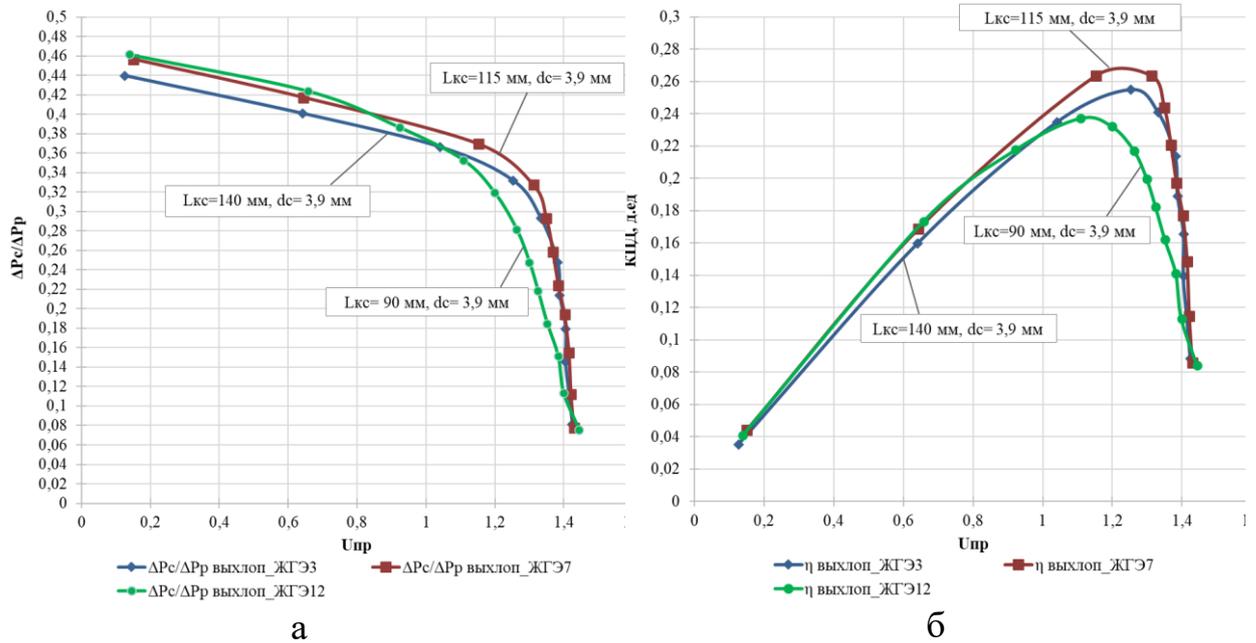


Рисунок 4.3 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c / \Delta P_r$  (а) и КПД (б) от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{кс} = 5,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,9$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

Как показали проведенные эксперименты при диаметре сопла  $d_c = 3,9$  мм, эжектор ЖГЭ7 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет также наибольший КПД, равный 27%, а эжектор ЖГЭ12 с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен 23,8%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭЗ (25,6%) с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, несколько выше, чем наибольший КПД эжектора ЖГЭ12.

Кроме того, характеристики эжекторов в крайне правой области практически совпадают. В левой части, при низких коэффициентах инжекции напорно-энергетические кривые эжекторов несколько различаются. При этом характеристики эжектора с длиной камеры смешения, составляющей 17 ее

диаметров, находится ниже в средней части, но несколько выше в левой области.

Наблюдается также, что в средней части энергообмен менее эффективный для эжекторов с длиной камеры смешения, составляющей 17 и 26 диаметров, соответственно.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ4, 8 и 13 при диаметре сопла 4,3 мм представлены на рисунках 4.4 (а) и 4.4 (б) соответственно.

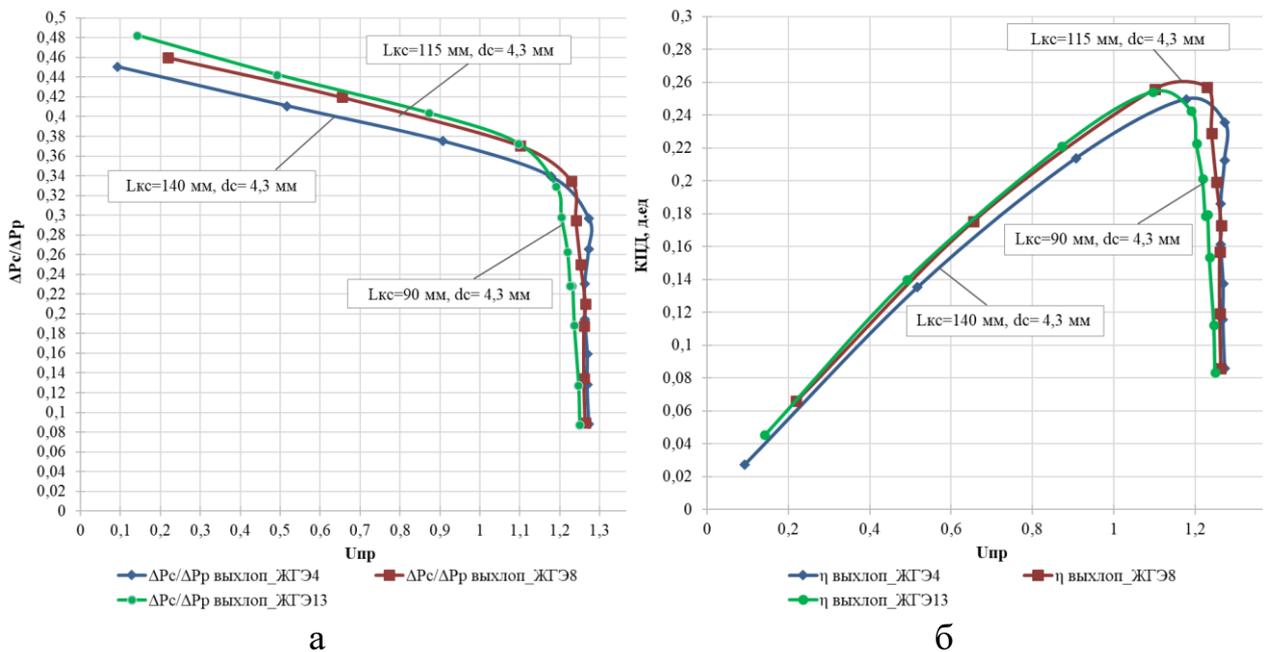


Рисунок 4.4 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c / \Delta P_p$  (а) и КПД (б) от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{кc} = 5,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 4,3$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

При диаметре сопла  $d_c = 4,3$  мм, эжектор ЖГЭ8 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет наибольший КПД, равный 26,1%, а эжектор ЖГЭ4 с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен 25,1%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭ13 (25,6%) с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, практически совпадает со значением наибольшего КПД эжектора ЖГЭ4.

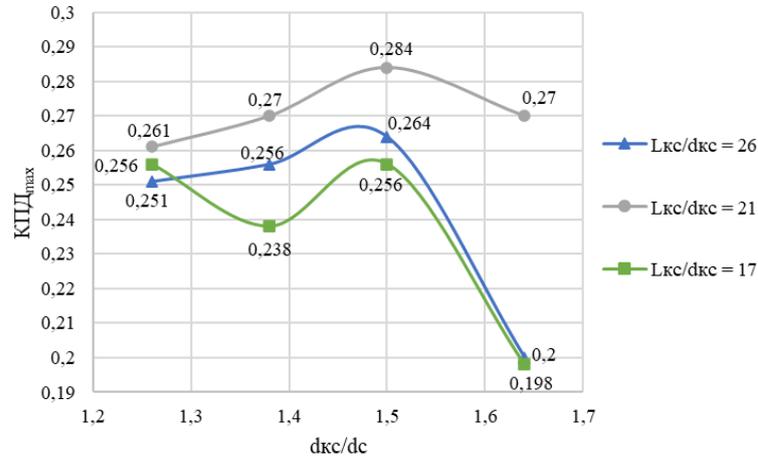
В первом приближении, в крайне правой области, в зоне наибольших коэффициентов инжекции, характеристики столь различных по длине камеры смешения эжекторов практически совпадают. Наблюдается некоторое отличие в основном в левой части, в зоне наименьших коэффициентов инжекции, причем кривые эжектора с более короткой камерой смешения находятся выше. В правой области, кривые эжектора с наименьшей длиной камеры смешения находятся несколько ниже, чем кривые двух остальных. Полученные напорные кривые свидетельствуют о том, что при низких значениях коэффициента инжекции, а значит и расходах газа, энергообмен между струей рабочей жидкости и потоком пассивного выхлопного газа при диаметре сопла  $d_c = 4,3$  мм незначительно изменяется при изменении длины камеры смешения.

Для анализа полученных данных и оценки влияния длины камеры смешения на значение оптимальных параметров работы жидкостно-газового эжектора были построены зависимости максимального коэффициента полезного действия  $KПД_{max}$ , оптимального коэффициента инжекции  $U_{пр.опт}$ , оптимального значения относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$  представленные на рисунке 4.5 и полученные для разных диаметров активных сопел и камер смешения при увеличении длины камеры смешения от 90 мм до 140 мм.

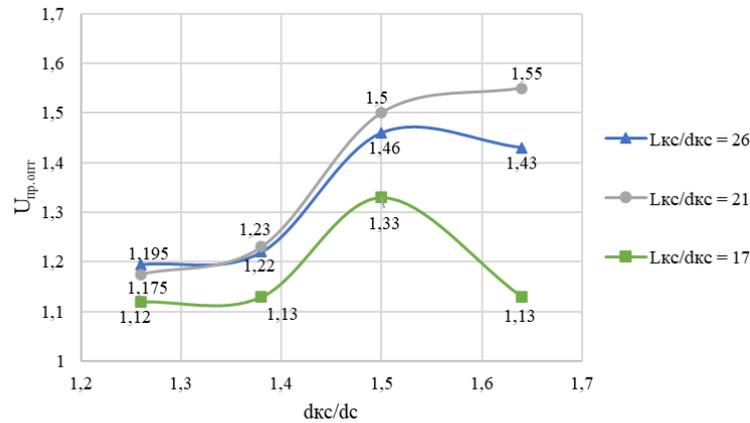
Из рисунка 4.5 (а) следует, что при исследуемых соотношениях  $d_{kc}/d_c = 1,26; 1,38; 1,5; 1,64$  наибольшие значения  $KПД_{max}$  получены при длине камеры смешения эжектора  $L_{kc}$  равной 115 мм, т.е. при соотношении  $L_{kc}/d_{kc} = 21$ . Причем наибольшее значение  $KПД_{max}$  получены при соотношении  $d_{kc}/d_c$  равном 1,5.

Минимальные значения  $KПД_{max}$  (19,8-20%) получены при  $d_{kc}/d_c = 1,64$  для наименьшего и наибольшего значения соотношения  $L_{kc}/d_{kc} = 17$  и 26, соответственно. При значении  $d_{kc}/d_c$  в диапазоне 1,28-1,64  $KПД_{max}$  больше при

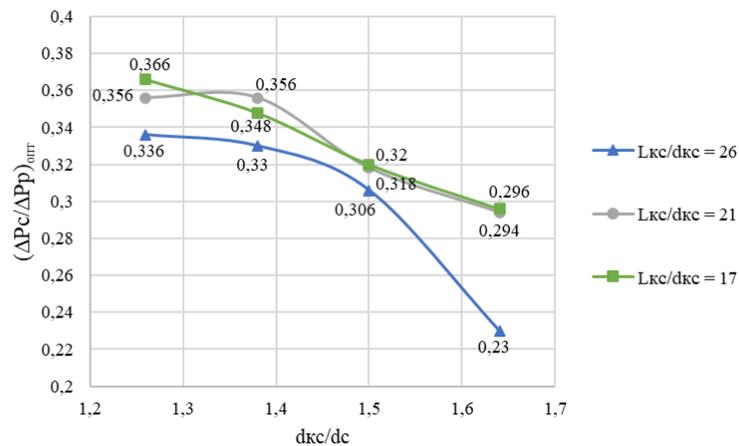
$L_{кc}/d_{кc} = 26$ , чем при  $L_{кc}/d_{кc} = 17$ , но при  $d_{кc}/d_c < 1,28$  наблюдается обратная ситуация.



а



б



в

Рисунок 4.5 – Зависимости максимального коэффициента полезного действия КПД<sub>max</sub> (а), оптимального коэффициента инжекции  $U_{пр.опт}$  (б), оптимального значения относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$  (в) при исследуемых соотношениях  $L_{кc}/d_{кc}$  и  $d_{кc}/d_c$

С уменьшением диаметра сопла и соответственно увеличением соотношения  $d_{кc}/d_c$  диапазон значений коэффициентов инжекции, который соответствует рабочей области эжектора, увеличивается, что видно из максимальных значений  $U_{пр}$  (см. рисунки 4.1-4.4). Зависимости оптимальных значений коэффициентов инжекции  $U_{пр.опт}$ , соответствующих режимам с максимальными значениями КПД, представленные на рисунке 4.5 (б), демонстрируют увеличение коэффициента инжекции при увеличении соотношения  $d_{кc}/d_c$  до 1,5 для всех длин камер смешения. При  $d_{кc}/d_c > 1,5$  при короткой и длинной камере смешения ( $L_{кc}/d_{кc} = 17$  и 26) получено уменьшение  $U_{пр.опт}$ , причем для короткой камеры смешения снижение  $U_{пр.опт}$  больше, чем для длинной камеры.

Из рисунка 4.5 (б) можно сделать вывод о том, что изменение длины камеры смешения сильнее влияет на значения оптимальных коэффициентов инжекции  $U_{пр.опт}$  эжектора с меньшими диаметрами активных сопел и соответственно наибольшими отношениями  $d_{кc}/d_c$ .

Оптимальный коэффициент инжекции  $U_{пр.опт}$  эжекторов с диаметрами сопел 3,9 мм и 4,3 мм с увеличением длины камеры смешения увеличивается в 1,12-1,37 раза. Для эжекторов с диаметрами сопел 3,3 мм и 3,6 мм наблюдается увеличение в 1,09 раза при увеличении соотношения  $L_{кc}/d_{кc}$  до 21. Дальнейшее увеличение соотношения  $L_{кc}/d_{кc}$  до 26 не приводит к росту значений  $U_{пр.опт}$ , за исключением  $L_{кc}/d_{кc} = 17$  при котором  $U_{пр.опт}$  продолжает расти с увеличением длины камеры смешения.

Исходя из рисунка 4.5 (в) значение относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$  уменьшается при увеличении соотношения  $d_{кc}/d_c$  и соответственно уменьшении  $d_c$ . Влияние длины камеры смешения на относительный перепад давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$  довольно однозначно для большинства представленных эжекторов: увеличение соотношения  $L_{кc}/d_{кc}$  приводит к снижению оптимального относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ .

Полученные значения относительного перепада давления  $(\Delta P_c / \Delta P_p)_{\text{опт}}$  для  $L_{\text{кк}}/d_{\text{кк}} = 17$  и  $21$  отличаются незначительно, при этом данные значения выше, чем для  $L_{\text{кк}}/d_{\text{кк}} = 26$  при всех исследуемых соотношениях  $d_{\text{кк}}/d_c$ .

Наибольшие значения  $(\Delta P_c / \Delta P_p)_{\text{опт}}$  получены для эжекторов с диаметрами сопел  $d_c$  равными  $4,3$  мм, т.е. при минимальном  $d_{\text{кк}}/d_c = 1,26$ , но при этом данные эжектора имеют низкие значения  $\text{КПД}_{\text{max}}$  и сравнительно небольшую рабочую область по коэффициенту инжекции  $U_{\text{пр}}$ .

#### **4.2.2 Исследования жидкостно-газовых эжекторов при диаметре камеры смешения 6,4 мм**

Были также исследованы шестнадцать конструкций эжектора с разными длинами камеры смешения ( $110$  мм,  $135$  мм,  $160$  мм и  $185$  мм) при одинаковом значении диаметра камеры смешения  $6,4$  мм.

Подробные параметры проточной части исследуемых жидкостно-газовых эжекторов приведены в таблице 4.6.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ14, ЖГЭ18, ЖГЭ22 и ЖГЭ26 представлены на рисунке 4.6 (а) и 4.6 (б) соответственно.

Экспериментальные результаты показывают, что при диаметре сопла  $d_c = 3,3$  мм и  $d_{\text{кк}}/d_c = 1,94$  эжектор ЖГЭ22 с длиной камеры смешения, равной  $29$  ее диаметру обеспечивает самую высокую эффективность с  $\text{КПД}_{\text{max}} 28,4\%$ , а наихудшие – эжекторы ЖГЭ26, ЖГЭ14 и ЖГЭ18 с длинами камеры смешения, равным  $25$ ,  $21$  и  $17$  их диаметрам (максимальные КПД равны  $23,2\%$ ,  $21,6\%$  и  $20,8\%$ , соответственно).

Несмотря на то, что в интервале коэффициентов инжекции  $1,4-1,75$  характеристики эжектора ЖГЭ14 с длиной камеры смешения составляющей  $21$  ее диаметр больше, чем у эжектора ЖГЭ18 с длиной камеры смешения –  $17$  ее диаметров, эжектор ЖГЭ18 с длиной камеры смешения, равной  $21$  ее

диаметр имеет наилучшие характеристики при других значениях коэффициента инжекции.

Таблица 4.6 – Геометрические параметры различных вариантов конструкции проточной части исследуемых эжекторов при  $d_{кc} = 6,4$  мм

Наименование параметра	Диаметр сопла	Диаметр камеры смешения	Длина камеры смешения	Расстояние между соплом и входом камеры смешения	Соотношение длины камеры смешения к её диаметру	Соотношение диаметра камеры смешения к диаметру сопла
Обозначение параметров	$d_c$ , мм	$d_{кc}$ , мм	$L_{кc}$ , мм	$l$ , мм	$L_{кc}/d_{кc}$	$d_{кc}/d_c$
Номер эжектора						
ЖГЭ18	3,3	6,4	110	10	17	1,94
ЖГЭ14			135		21	
ЖГЭ26			160		25	
ЖГЭ22			185		29	
ЖГЭ19	3,6		110		17	1,78
ЖГ15			135		21	
ЖГЭ27			160		25	
ЖГЭ23			185		29	
ЖГЭ20	3,9		110		17	1,64
ЖГЭ16			135		21	
ЖГЭ28			160		25	
ЖГЭ24			185		29	
ЖГЭ21	4,3	110	17	1,49		
ЖГЭ17		135	21			
ЖГЭ29		160	25			
ЖГЭ25		185	29			

В средней области графика характеристики ЖГЭ22 и ЖГЭ26 выше по сравнению с другими исследуемыми эжекторами. В крайне левой области напорные характеристики ЖГЭ22 и ЖГЭ26 практически совпадают, и являются самими минимальными, а напорная кривая ЖГЭ14 лежит выше остальных.

Полученные результаты позволяют делать вывод о том, что при  $d_c = 3,3$  мм и  $d_{кc}/d_c = 1,94$  более подходящим режимом смешивания потоков и

энергообменом обладает эжектор с длиной камеры смешения, составляющей 29 ее диаметров.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ15, ЖГЭ19, ЖГЭ23 и ЖГЭ27 представлены на рисунке 4.7 (а) и 4.7 (б) соответственно.

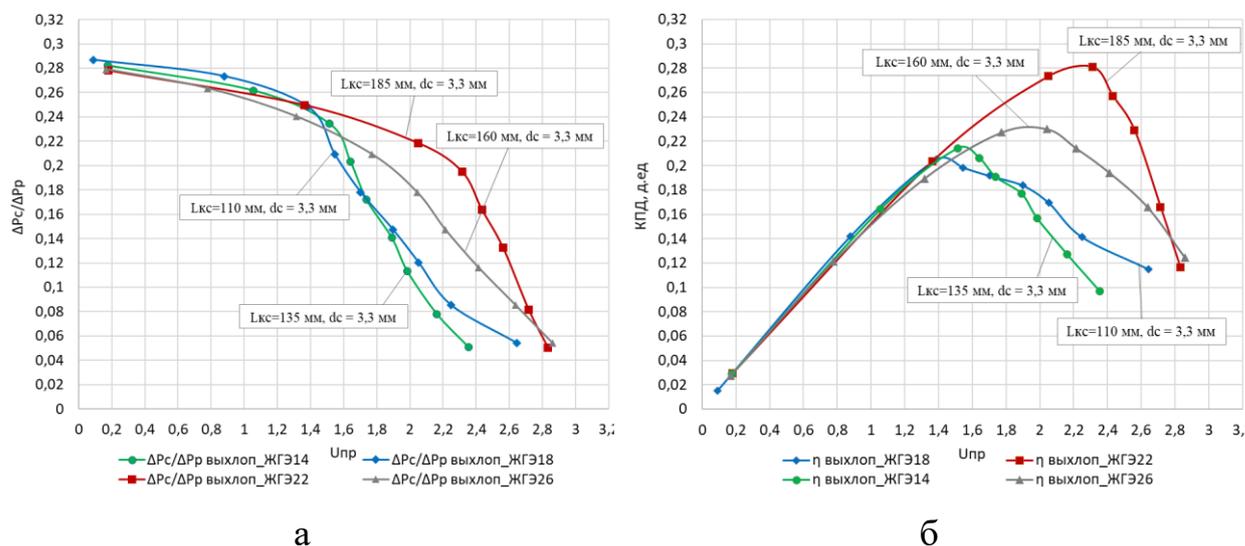


Рисунок 4.6 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$  и КПД от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{кc} = 6,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,3$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

При диаметре  $d_c = 3,6$  мм и  $d_{кc}/d_c = 1,78$  эжектор ЖГЭ23 с длиной камеры смешения, равной 29 ее диаметрам, имеет также самую высокую эффективность (максимальный КПД = 28,4%), а жидкостно-газовый эжектор ЖГЭ19 с длиной камеры смешения, составляющей 17 ее диаметров, имеет здесь наименьшую эффективность (максимальный КПД 24,8%).

Заметно увеличение энергетических характеристик ЖГЭ15 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр (максимальный КПД равен 26,2%), что несколько ближе полученной эффективности ЖГЭ27 с длиной камеры смешения, равной 25 ее диаметрам (наибольший КПД 26,6%).

Однако, в интервале коэффициентов инжекции 1,74-2,1 эжектор ЖГЭ27 с длиной камеры смешения, равной 25 ее диаметрам, имеет наилучшие

характеристики по сравнению с ЖГЭ19 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, а в диапазоне коэффициентов инжекции больше 1,74 – наоборот.

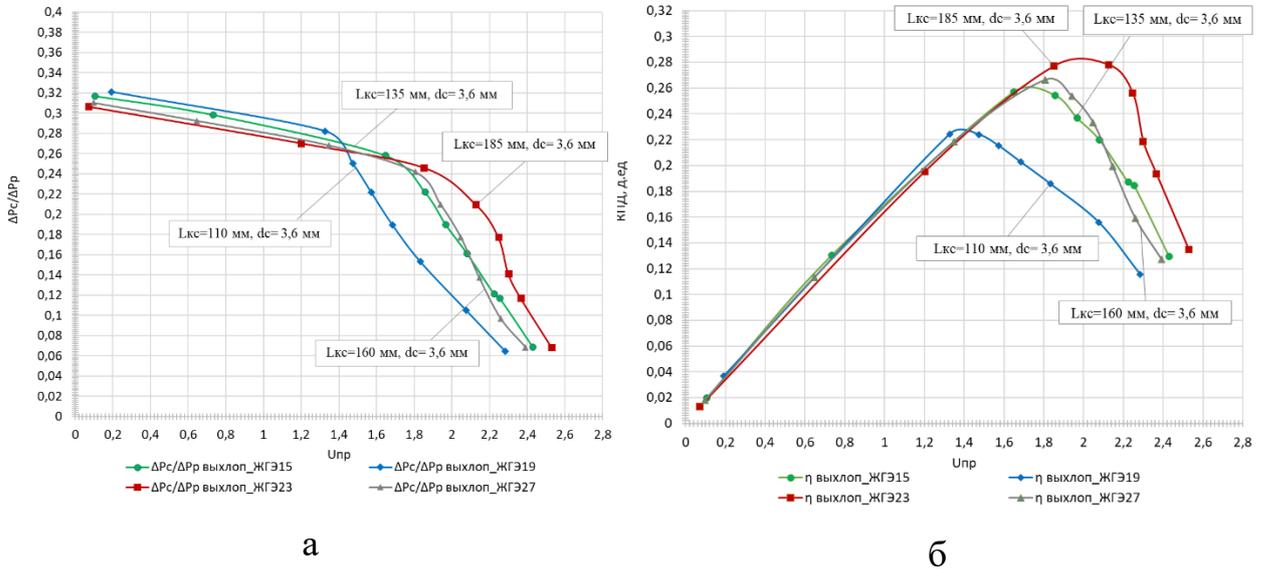


Рисунок 4.7 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$  и КПД от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{kc} = 6,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,6$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

В левой области, в области наименьших коэффициентов инжекции отмечаем, что чем меньше длины камеры смешения, тем больше значения напорных характеристик данных эжекторов.

Наблюдаем, что результаты, полученные при  $d_c = 3,6$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,78$ , сопоставимы с полученными при  $d_c = 3,3$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,94$ . Можно сделать вывод, что изменение диаметра сопла с 3,3 мм на 3,6 мм, позволило увеличить КПД эжекторов с длинами камерой смешения, составляющими 25, 21 и 17 ее диаметров, когда для эжектора с длиной камеры смешения, равной 29 ее диаметрам КПД при  $d_c = 3,3$  мм и  $d_c = 3,6$  мм остается одинаковым.

Аналогично, при  $d_c = 3,6$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,78$  более подходящий режим смешивание потоков и энергообмен установлен при длине камеры смешения, составляющей 29 ее диаметров.

На рисунках 4.8 (а) и 4.8 (б) представлены напорные и энергетические характеристики ЖГЭ16, ЖГЭ20, ЖГЭ24 и ЖГЭ28, соответственно.

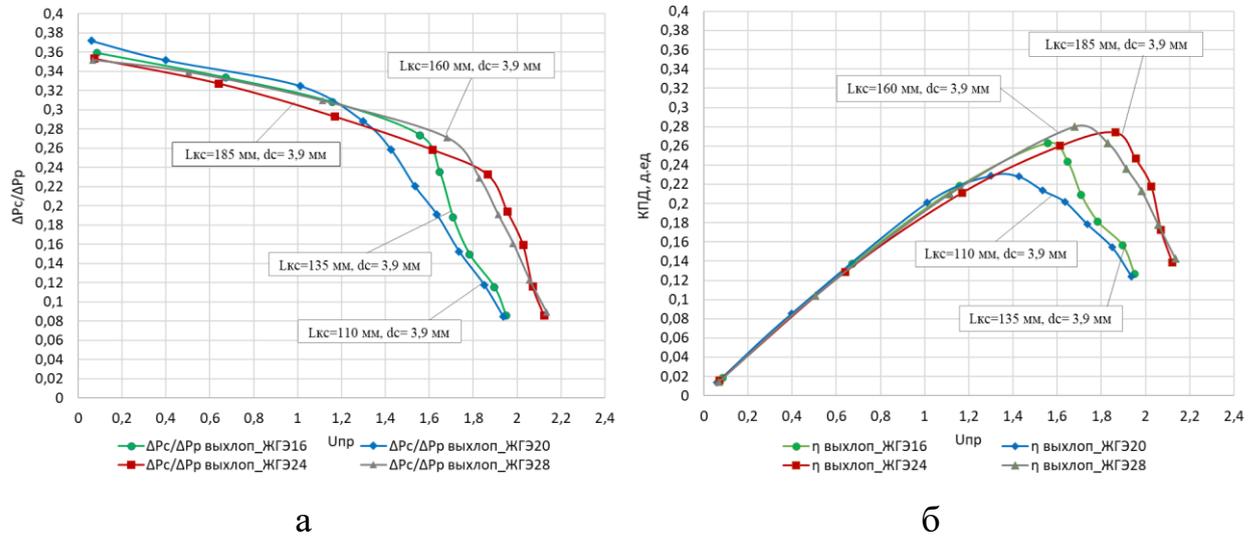


Рисунок 4.8 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$  и КПД от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{kc} = 6,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 3,9$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

На рисунке 4.8 (б) видно, что при  $d_c = 3,9$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,64$  эжектор ЖГЭ28 с длиной камеры смешения, составляющей 25 ее диаметров, более эффективен с  $КПД_{max} 28,2\%$ , а самую низкую эффективность также имеет ЖГЭ20 с длиной камеры смешения, составляющей 17 ее диаметров ( $КПД_{max} = 23,2\%$ ).

При использовании эжекторов с длинами камеры смешения меньше или больше 25 их диаметров наблюдаем снижение величины максимального КПД –  $КПД_{max}$ .

Кроме того, как следует из сопоставления рисунков 4.6 (б), 4.7 (б) и 4.8 (б) эжектор ЖГЭ24 с длиной камеры смешения, равной 29 ее диаметрам, при диаметре  $d_c = 3,9$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,64$  показал самую низкую эффективность ( $КПД_{max} = 27,6\%$ ) по сравнению предыдущими конструкциями, имеющими такую же длину камеры смешения при  $d_c = 3,3$  мм и 3,6 мм.

Несмотря на то, что оптимальным при  $d_c = 3,9$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,64$  является ЖГЭ28 с длиной камеры смешения, составляющей 25 ее диаметров, в интервале коэффициента инжекции 1,8-2,08 данный эжектор показывает низкую эффективность по сравнению с эжектором ЖГЭ24 с длиной камеры смешения, равной 29 ее диаметрам. Тем не менее обе кривые лежат выше остальных.

В левой части ЖГЭ24 имеет самые низкие напорные характеристики, а ЖГЭ20 – самые высокие. Напорные характеристики ЖГЭ16 и ЖГЭ28 практически совпадают.

На рисунках 4.9 (а) и 4.9 (б) представлены напорные и энергетические характеристики ЖГЭ17, ЖГЭ21, ЖГЭ25 и ЖГЭ29, соответственно.

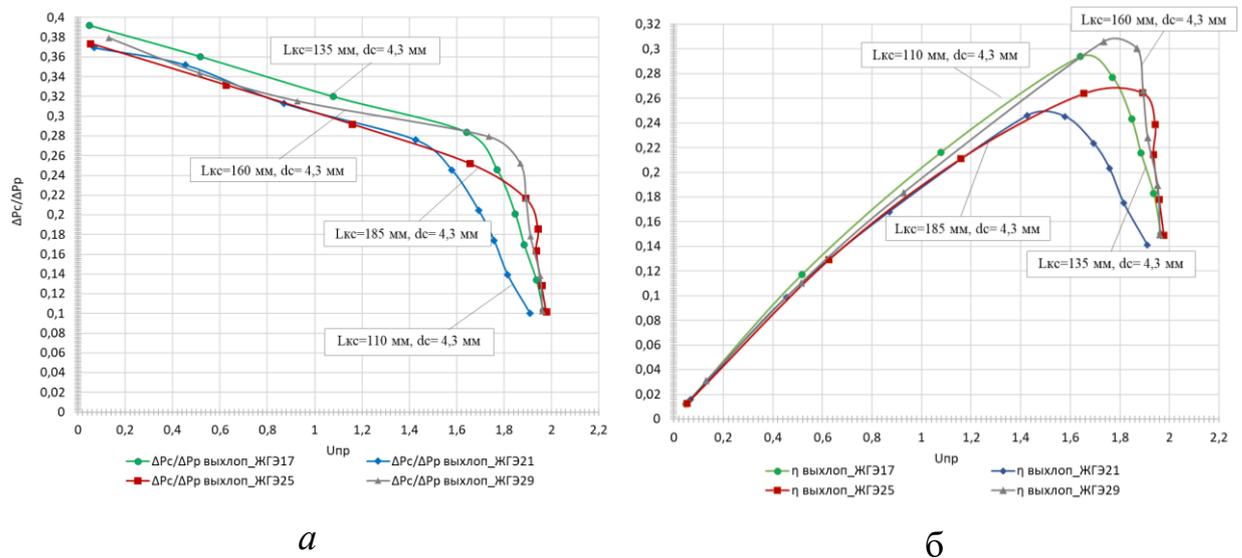


Рисунок 4.9 – Зависимости относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c/\Delta P_r$  и КПД от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения  $d_{kc} = 6,4$  мм и диаметром рабочего сопла  $d_c = 4,3$  мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

По результатам экспериментов при  $d_c = 4,3$  мм и  $d_{kc}/d_c = 1,49$  эжектор ЖГЭ29 с длиной камеры смешения, составляющей 25 ее диаметров, более эффективен с  $KПД_{max} 30,9\%$ , самая низкая эффективность также у ЖГЭ21 с длиной камеры смешения, составляющей 17 ее диаметров ( $KПД_{max} = 25\%$ ).

Максимальный КПД (27%) эжектора с длиной камеры смешения, равной 29 ее диаметрам, стал еще ниже, чем при  $d_c$  3,3 мм при  $d_{kc}/d_c=1,94$ ,  $d_c=3,6$  мм при  $d_{kc}/d_c=1,78$  и  $d_c=3,9$  мм при  $d_{kc}/d_c=1,64$ .

В крайне правой области характеристики эжекторов с соотношениями длин и диаметров камеры смешения 29, 25 и 21 практически совпадают.

С увеличением  $d_c$  с 3,3 до 4,3 мм для каждого исследуемого эжектора наблюдается увеличение КПД<sub>max</sub>: с 25% до 30,8% при  $d_{kc}/d_c=1,49$ , с 23,2% до 28,2% при  $d_{kc}/d_c=1,64$ , с 24,8% до 28,4% при  $d_{kc}/d_c=1,78$  и с 20,8% до 28,4% при  $d_{kc}/d_c=1,94$  (рисунок 4.10 (а)).

Минимальные значения КПД<sub>max</sub> (20,8-23,2%) получены при  $d_{kc}/d_c=1,94$  для значений соотношений  $L_{kc}/d_{kc}=17, 21$  и  $25$ , а также при  $d_{kc}/d_c=1,49$  для значения соотношения  $L_{kc}/d_{kc}=17$  (рисунок 4.10 (а)).

Согласно рисунку 4.10 (б), для эжекторов с длинами камеры смешения  $29d_{kc}$  с уменьшением диаметра сопла и соответственно с увеличением соотношения  $d_{kc}/d_c$  диапазон значений коэффициентов инжекции, который соответствует рабочей области эжектора, увеличивается, что видно из максимальных значений  $U_{пр}$ .

Зависимости оптимальных значений коэффициентов инжекции  $U_{пр.опт}$ , соответствующих режимам с максимальными значениями КПД, представленные на рисунке 4.10 (б), демонстрируют снижение коэффициента инжекции при увеличении соотношения  $d_{kc}/d_c$  до 1,64 для всех длин камер смешения. При  $d_{kc}/d_c$  от 1,64 до 1,94 наблюдается увеличение  $U_{пр.опт}$  при  $L_{kc}/d_{kc}=17$  и  $25$ . При  $L_{kc}/d_{kc}=21$  в интервале соотношений  $d_{kc}/d_c$  от 1,64 до 1,78 отмечаем увеличение  $U_{пр.опт}$ , но в интервале от 1,78 до 1,94  $U_{пр.опт}$  снизилось до значения ниже остальных.

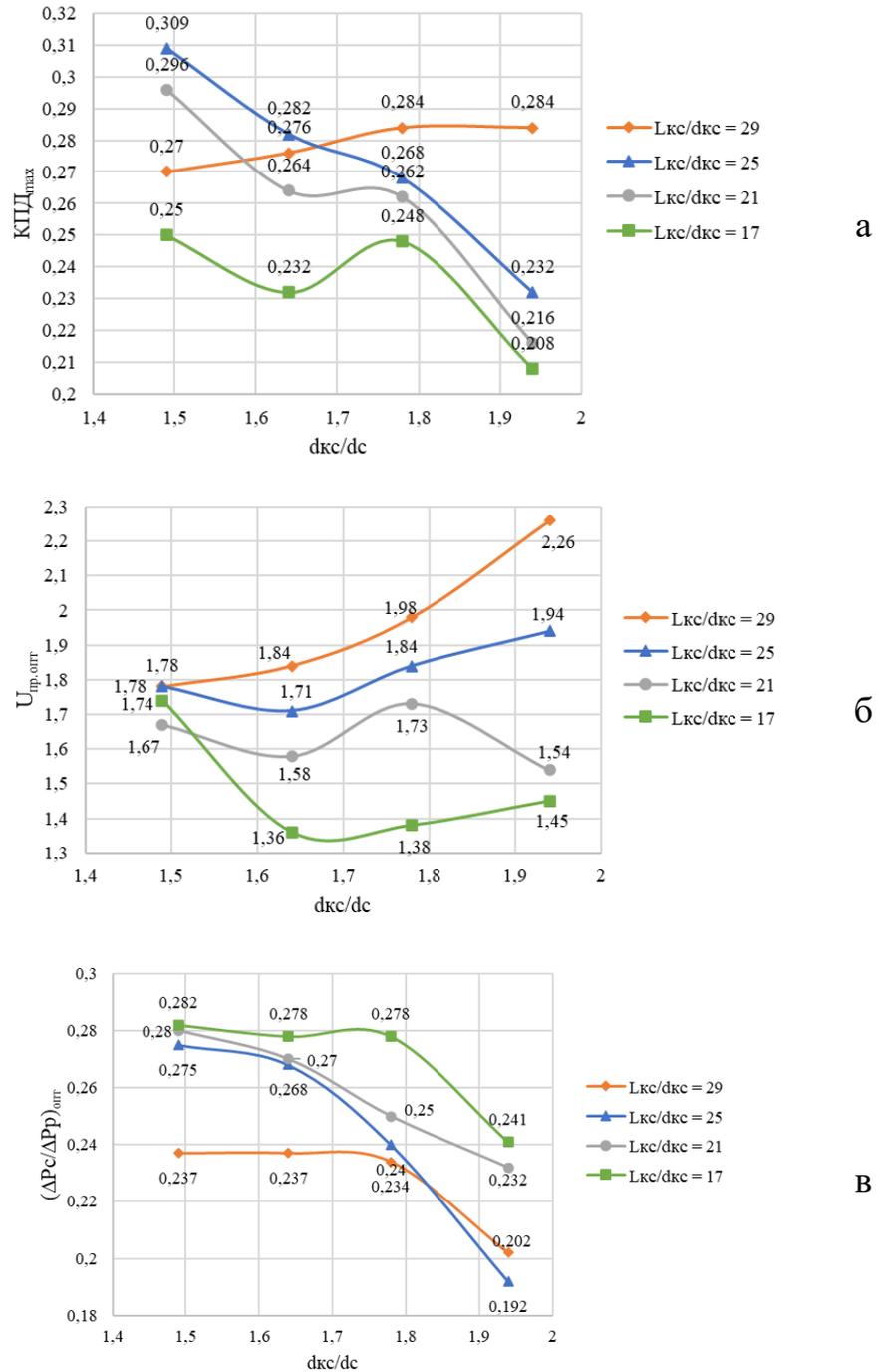


Рисунок 4.10 – Зависимости максимального коэффициента полезного действия  $KПД_{\max}$  (а), оптимального коэффициента инжекции  $U_{\text{пр.опт}}$  (б), оптимального значения относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  (в) при исследуемых соотношениях  $L_{кc}/d_{кc}$  и  $d_{кc}/d_c$

С увеличением  $d_c$  с 3,3 до 4,3 мм для каждого исследуемого эжектора наблюдается увеличением  $U_{\text{пр.опт}}$ : с 1,5 до 1,78 при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,49$ , с 1,36 до 1,84 при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,64$ , с 1,38 до 1,98 при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,78$  и с 1,45 до 2,26 при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,94$ .

$\text{КПД}_{\text{max}}$  незначительно меняется вне зависимости от диаметров сопла при  $L_{\text{кc}}/d_{\text{кc}} = 29$  калибров диаметра, а при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,94$  обеспечивает самый высокий во всем исследовании оптимальный коэффициент инжекции.

Из рисунка 4.10 (б) видно по расхождению величин  $U_{\text{пр.опт}}$ , что изменение длины камеры смешения сильнее влияет на значения оптимальных коэффициентов инжекции  $U_{\text{пр.опт}}$  эжекторов с меньшими диаметрами активных сопел и соответственно наибольшими отношениями  $d_{\text{кc}}/d_c$ .

Исходя из рисунка 4.10 (в) значение относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  уменьшается при увеличении соотношения  $d_{\text{кc}}/d_c$  и соответственно уменьшении  $d_c$ . Влияние длины камеры смешения на относительный перепад давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  довольно однозначно для большинства представленных эжекторов: увеличение соотношения  $L_{\text{кc}}/d_{\text{кc}}$  приводит к снижению оптимального относительного перепада давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$ . Тем не менее в интервале  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,84-1,94$  относительный перепад давления  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  для эжектора с  $L_{\text{кc}}/d_{\text{кc}} = 29$  меньше  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  с  $L_{\text{кc}}/d_{\text{кc}} = 25$  при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,94$ .

Наибольшие значения по соотношению  $U_{\text{пр.опт}}$  и  $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{\text{опт}}$  получены для эжекторов с диаметрами сопел  $d_c$  равными 3,6 мм и 3,9 мм, т.е. при  $d_{\text{кc}}/d_c = 1,64$  и 1,74, но при этом данные эжектора имеют низкие значения  $\text{КПД}_{\text{max}}$  и сравнительно небольшую рабочую область по коэффициенту инжекции  $U_{\text{пр}}$ .

Так, при диаметре камеры смешения  $d_{\text{кc}} = 6,4$  мм, величине межсоплового расстояния  $l = 1,48d_{\text{кc}}$  при увеличении соотношения диаметра камеры смешения к диаметру сопла происходит снижение оптимального значения относительного перепада давления.

Увеличение длины камеры смешения приводит к снижению значения оптимального относительного перепада давления.

## **4.2 Сравнение исследований жидкостно-газовых эжекторов при инъекции воздуха и выхлопных газов**

Для уточнения влияния инъекции выхлопных газов на напорно-энергетические характеристики были проведены экспериментальные исследования для эжекторов с параметрами проточной части, указанными в таблице 4.5 и таблице 4.6, при инъекции воздуха при  $P_{пр}$  равном атмосферному давлению.

По результатам экспериментальных замеров режимов работы эжекторов ЖГЭ 1-4 были получены напорные и энергетические характеристики представленные на рисунках 4.11-4.14.

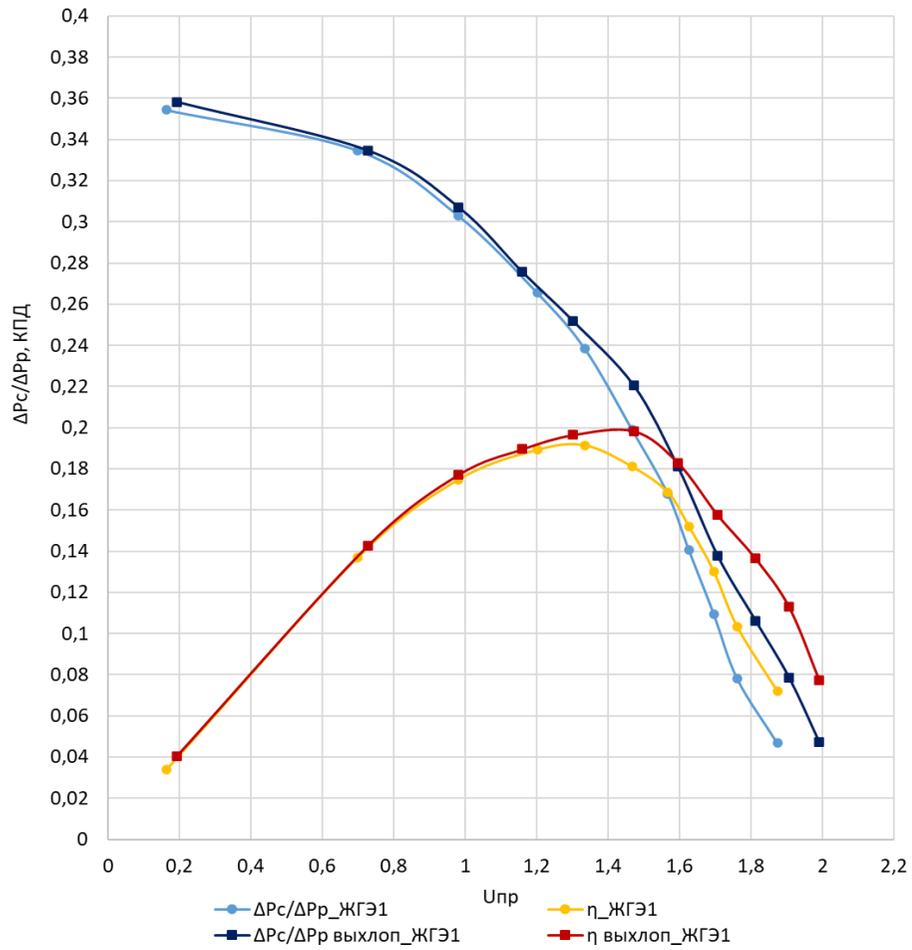


Рисунок 4.11 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №1 при инъекции воздуха и выхлопных газов

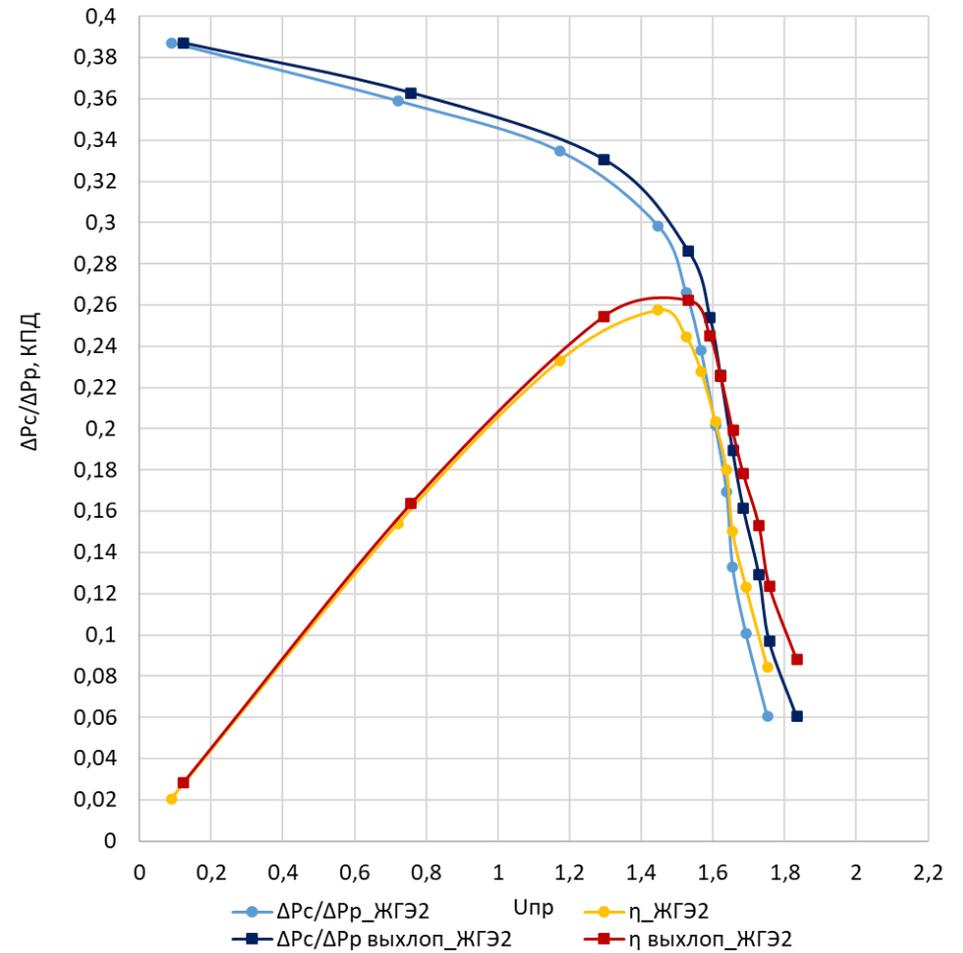


Рисунок 4.12 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №2 при инъекции воздуха и выхлопных газов

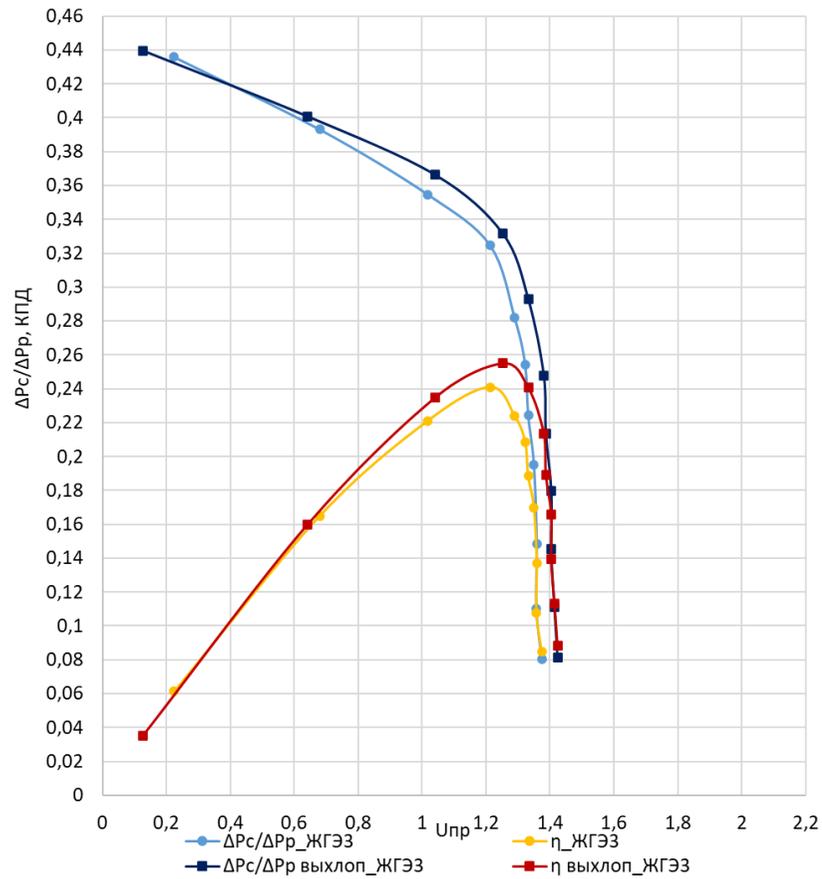


Рисунок 4.13 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №3 при инжекции воздуха и выхлопных газов

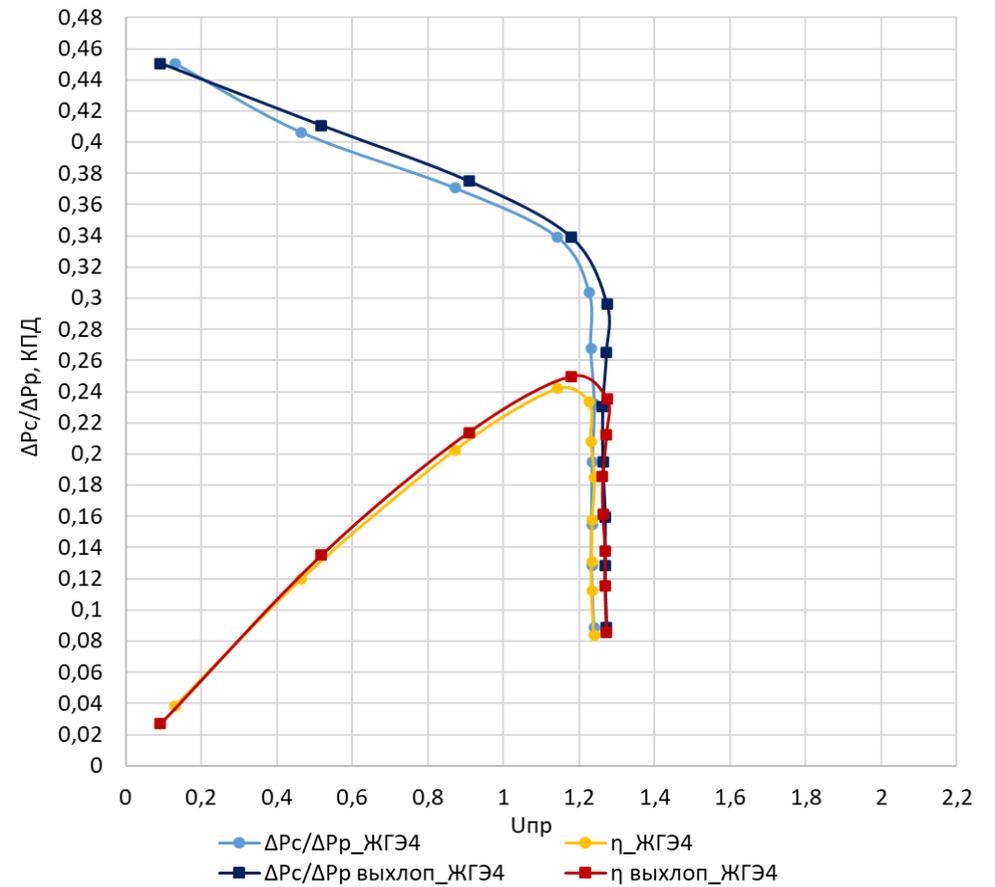


Рисунок 4.14 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №4 при инжекции воздуха и выхлопных газов

По результатам экспериментальных замеров режимов работы эжекторов ЖГЭ 5-8 были получены напорные и энергетические характеристики представленные на рисунках 4.15-4.18.

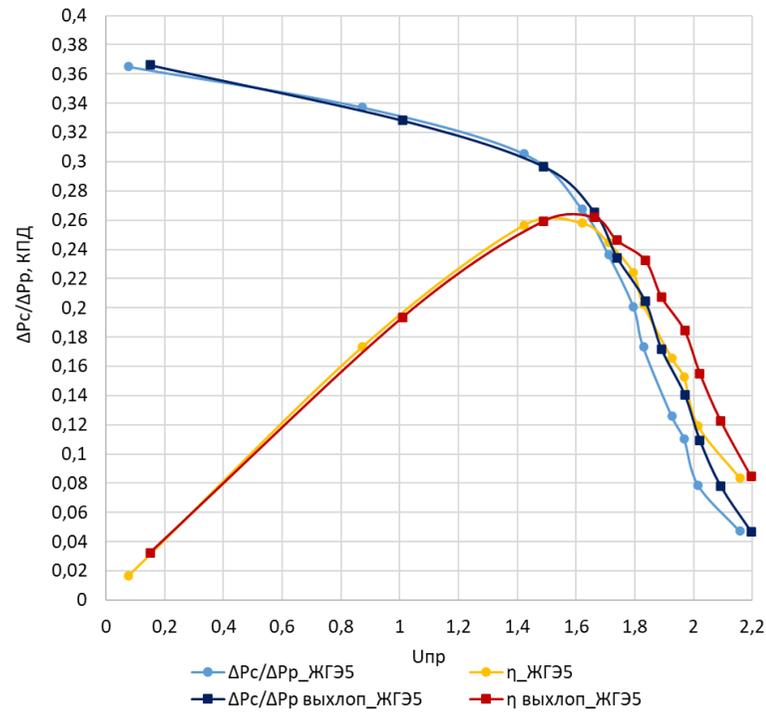


Рисунок 4.15 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №5 при инжекции воздуха и выхлопных газов

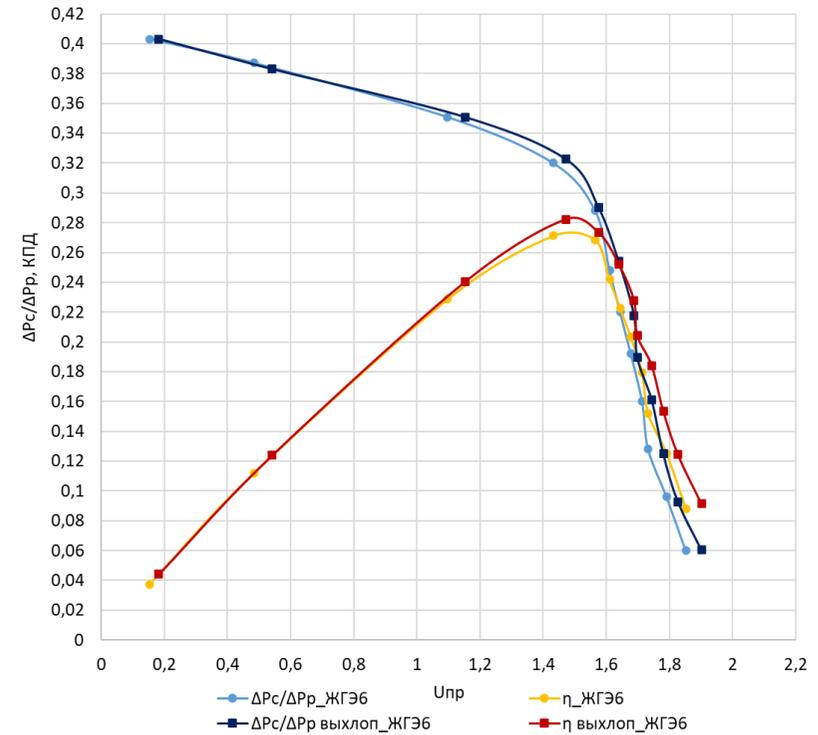


Рисунок 4.16 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №6 при инжекции воздуха и выхлопных газов

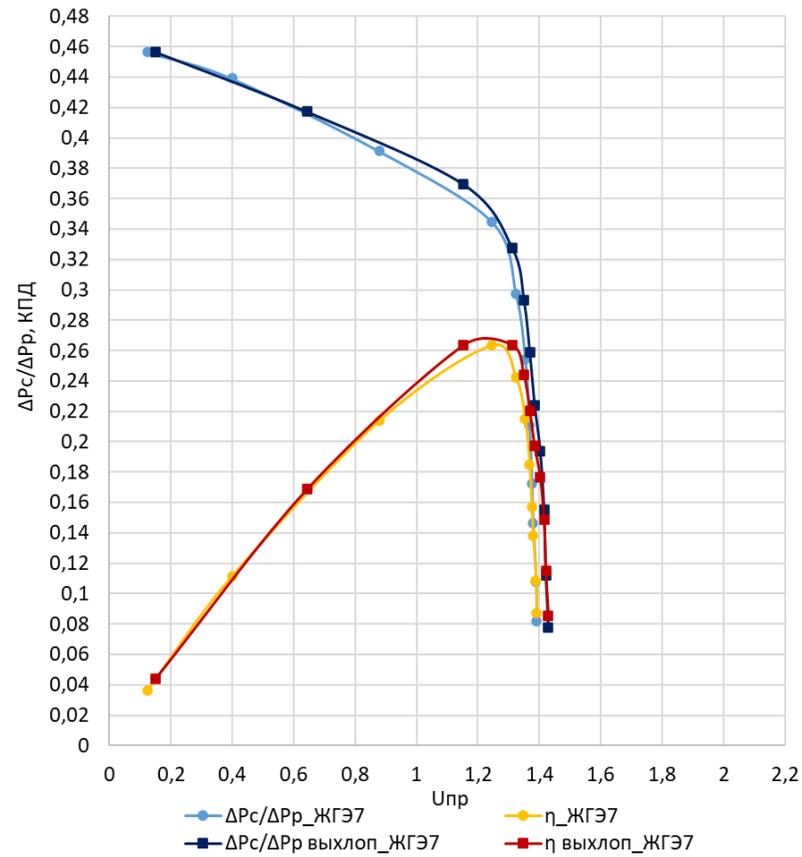


Рисунок 4.17 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №7 при инъекции воздуха и выхлопных газов

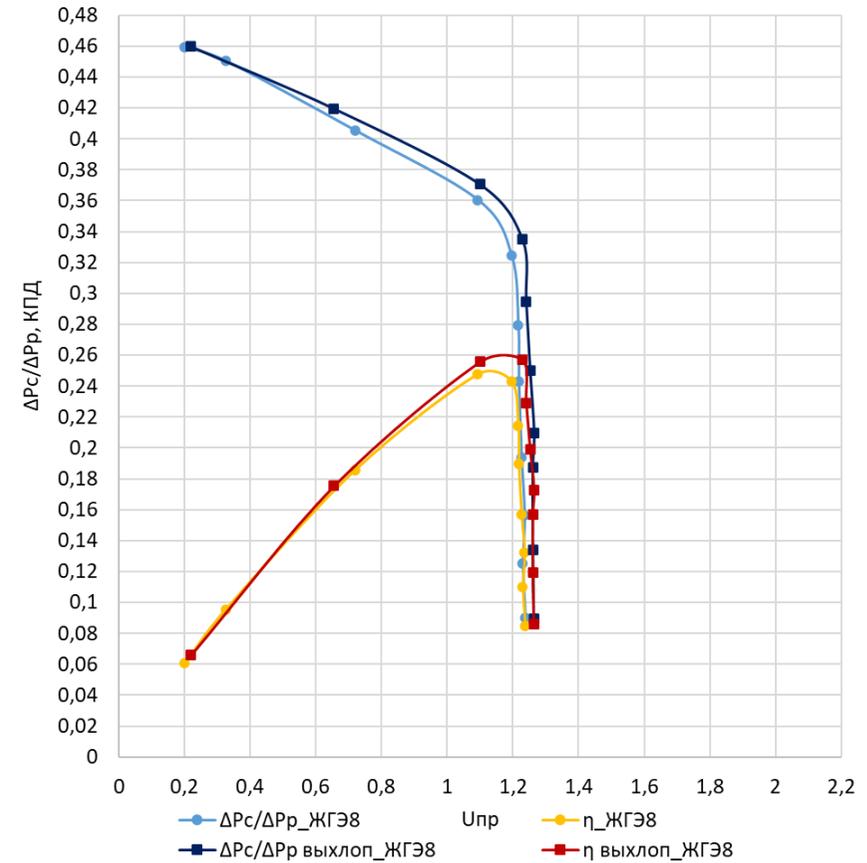


Рисунок 4.18 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №8 при инъекции воздуха и выхлопных газов

По результатам экспериментальных замеров режимов работы эжекторов ЖГЭ 10-13 были получены напорные и энергетические характеристики представленные на рисунках 4.19-4.22.

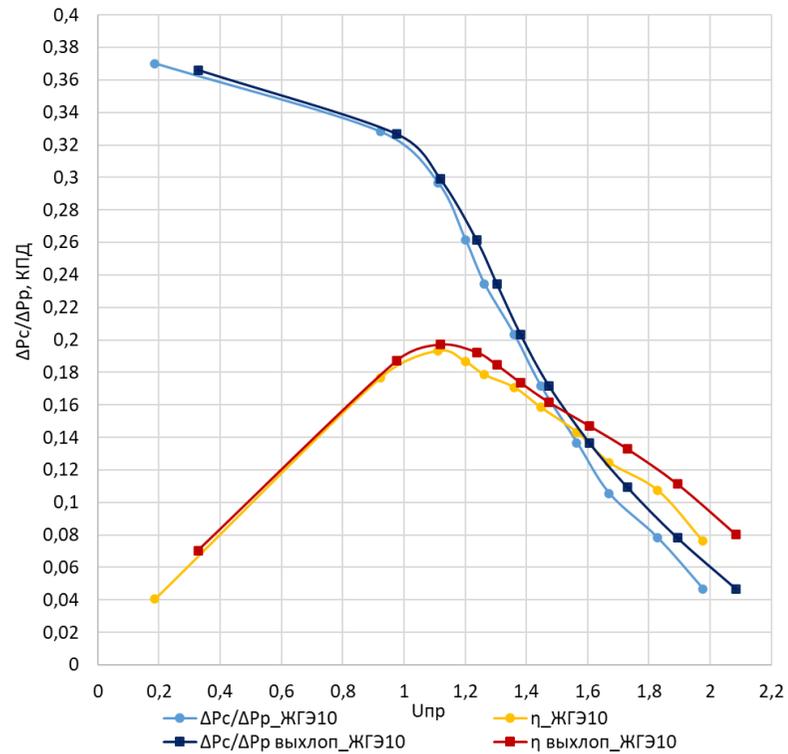


Рисунок 4.19 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №10 при инъекции воздуха и выхлопных газов

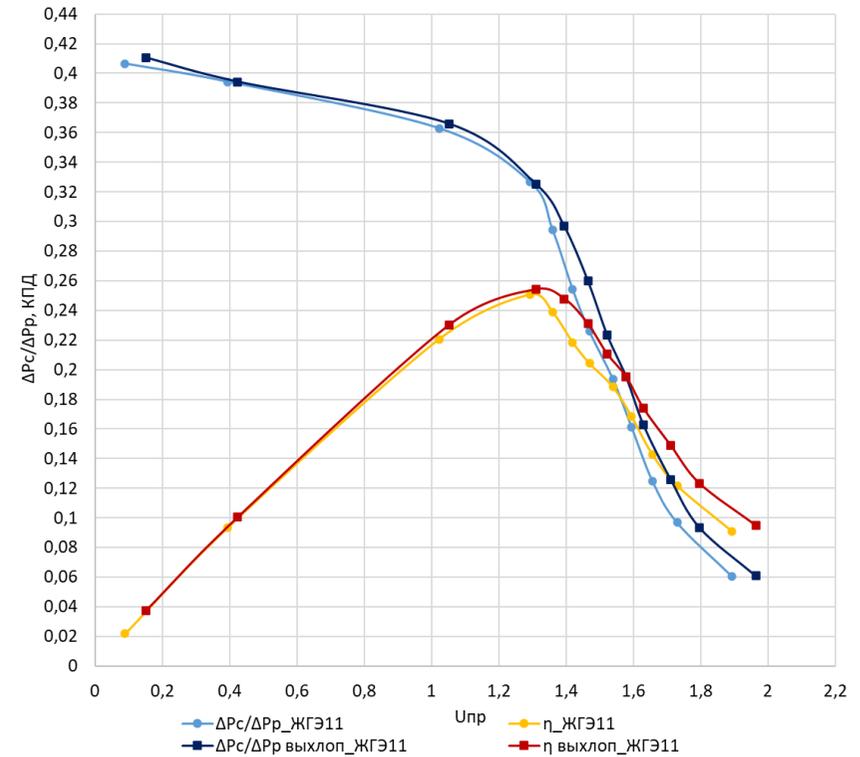


Рисунок 4.20 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №11 при инъекции воздуха и выхлопных газов

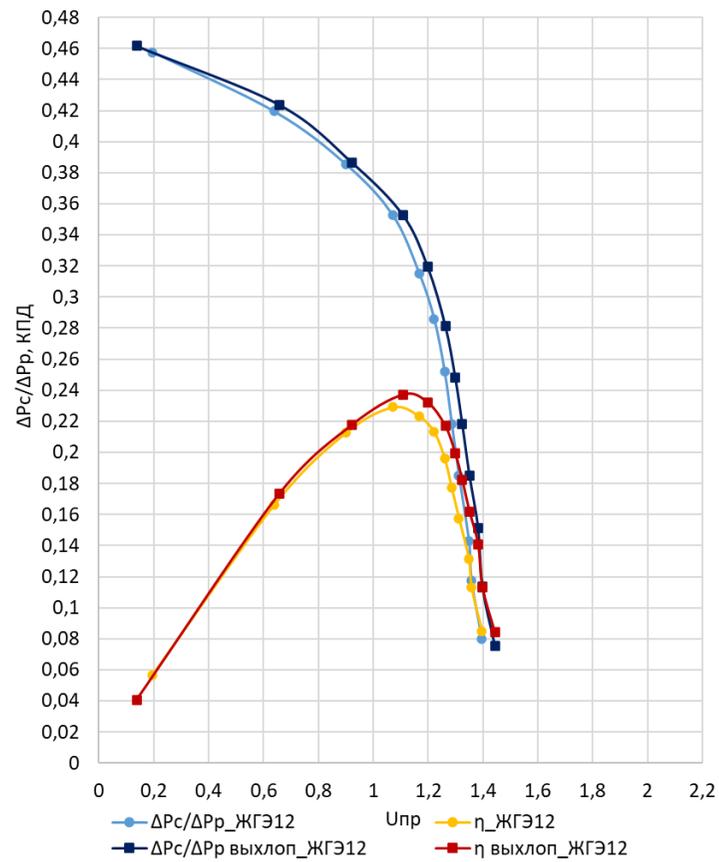


Рисунок 4.21 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №12 при инжекции воздуха и выхлопных газов

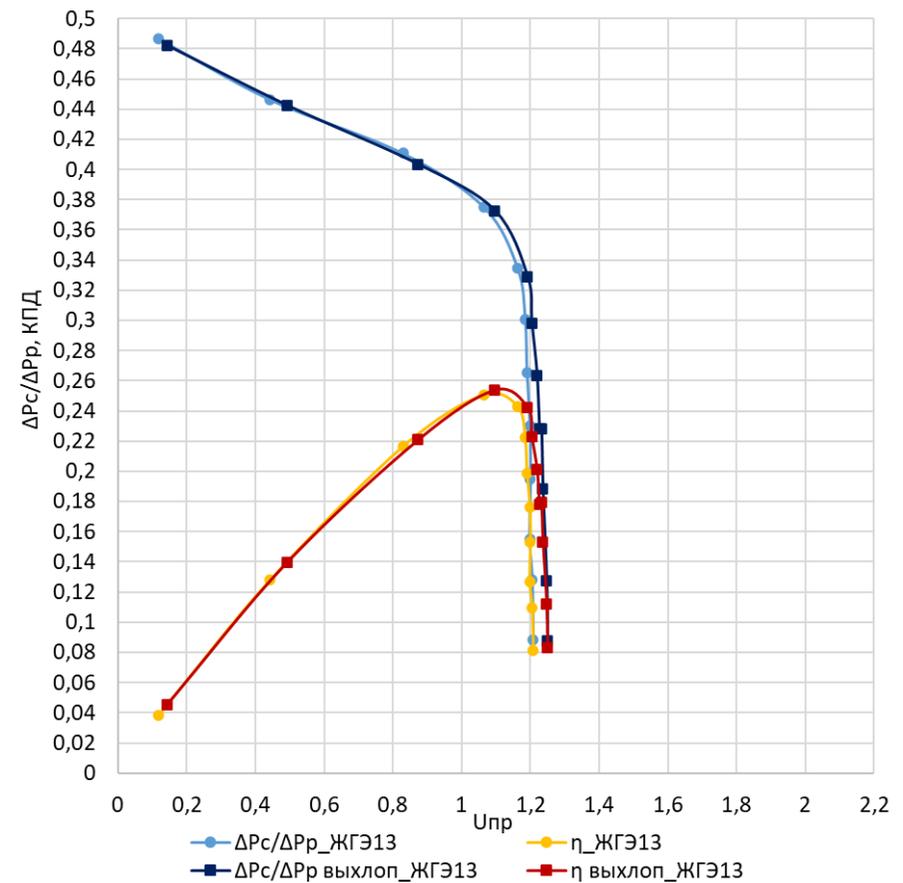


Рисунок 4.22 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №13 при инжекции воздуха и выхлопных газов

По результатам экспериментальных замеров режимов работы эжекторов ЖГЭ 14-17 были получены напорные и энергетические характеристики представленные на рисунках 4.23-4.26.

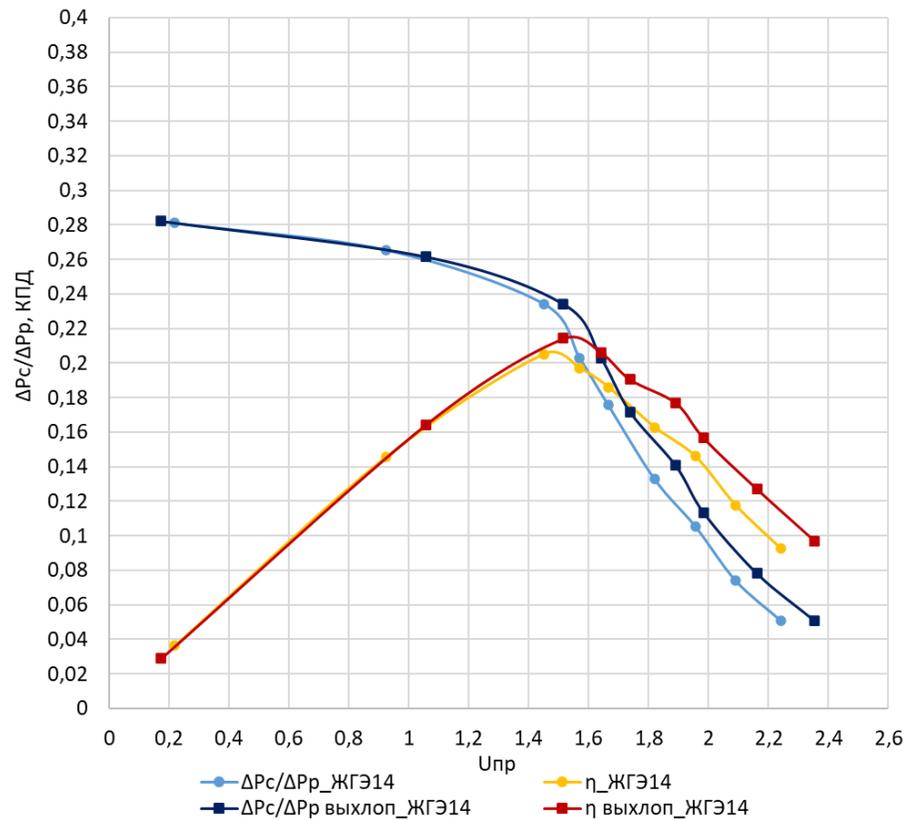


Рисунок 4.23 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №14 при инъекции воздуха и выхлопных газов

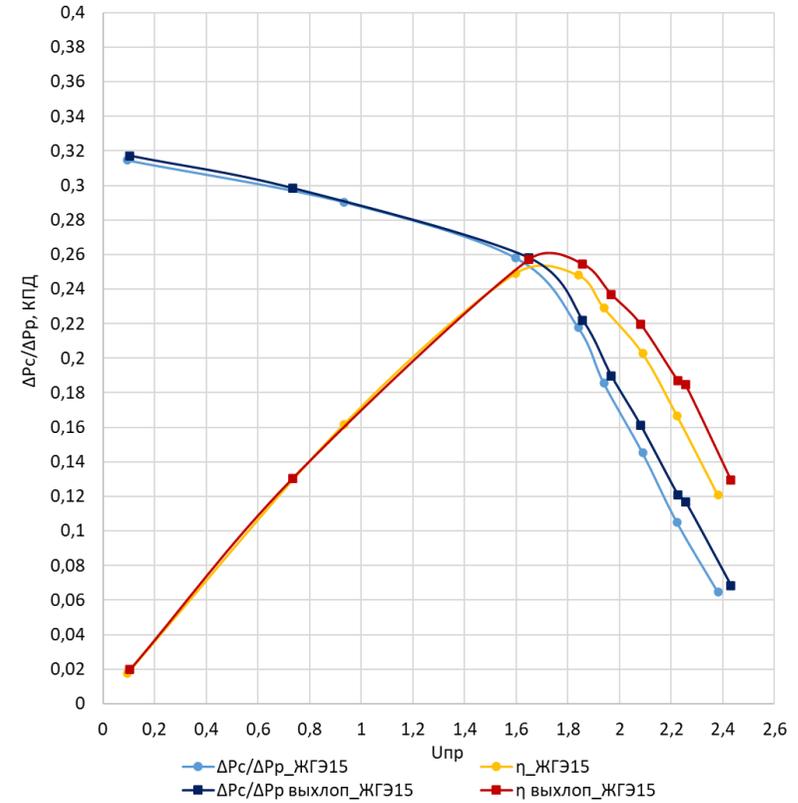


Рисунок 4.24 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №15 при инъекции воздуха и выхлопных газов

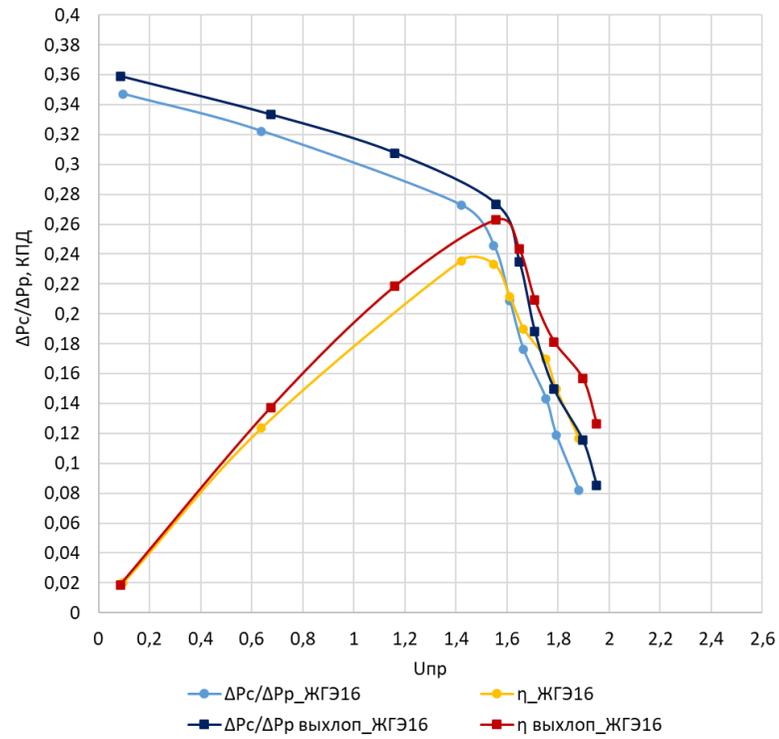


Рисунок 4.25 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №16 при инжекции воздуха и выхлопных газов

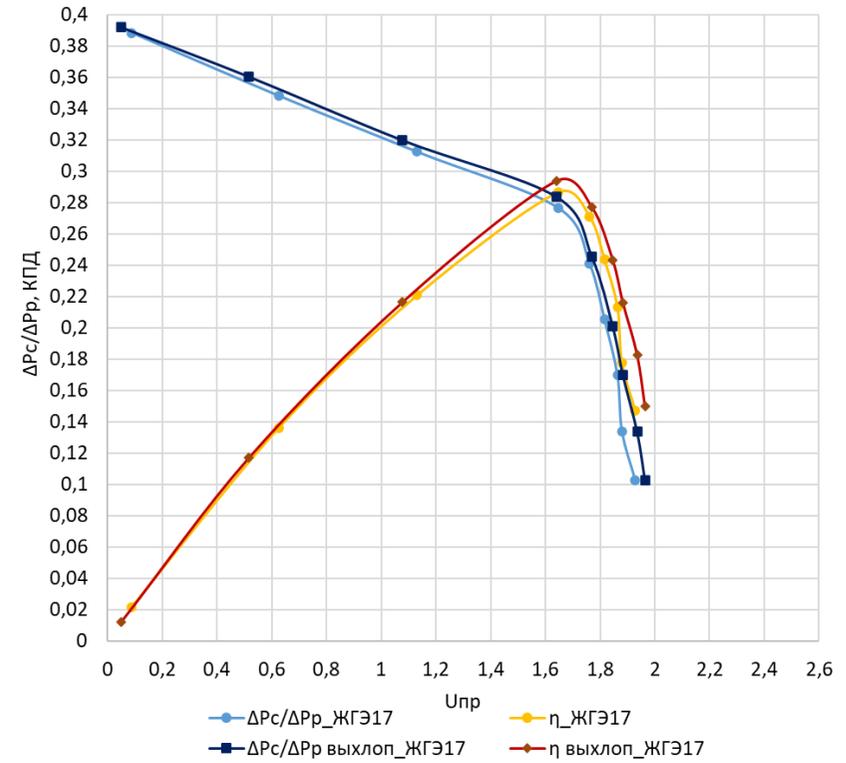


Рисунок 4.26 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №17 при инжекции воздуха и выхлопных газов

По результатам экспериментальных замеров различных режимов работы эжектора были получены напорные и энергетические характеристики для ЖГЭ № 18-21 представленные на рисунках 4.27-4.30.

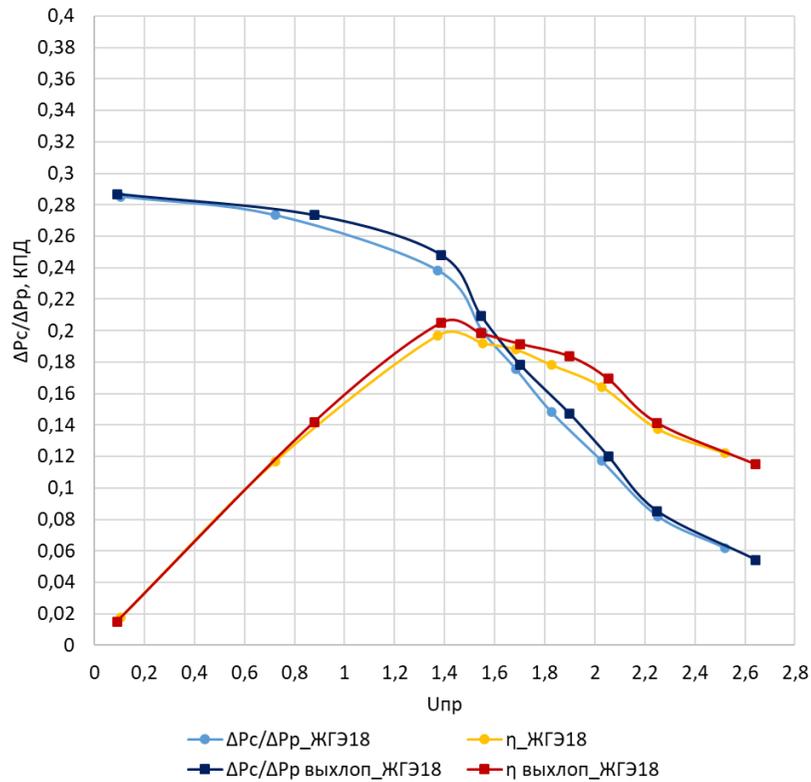


Рисунок 4.27 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №18 при инъекции воздуха и выхлопных газов

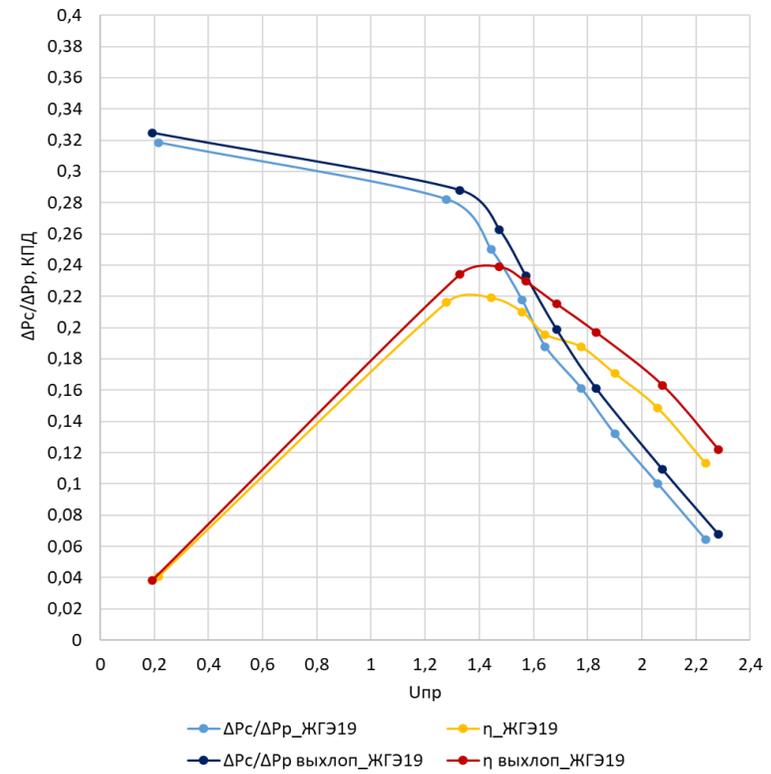


Рисунок 4.28 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №19 при инъекции воздуха и выхлопных газов

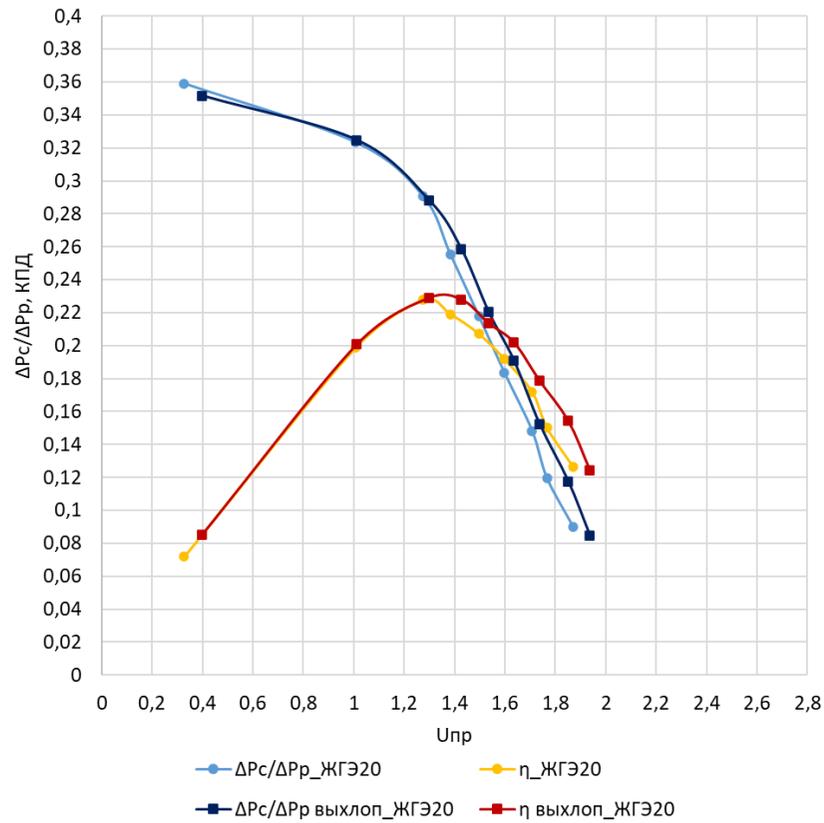


Рисунок 4.29 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №20 при инжекции воздуха и выхлопных газов

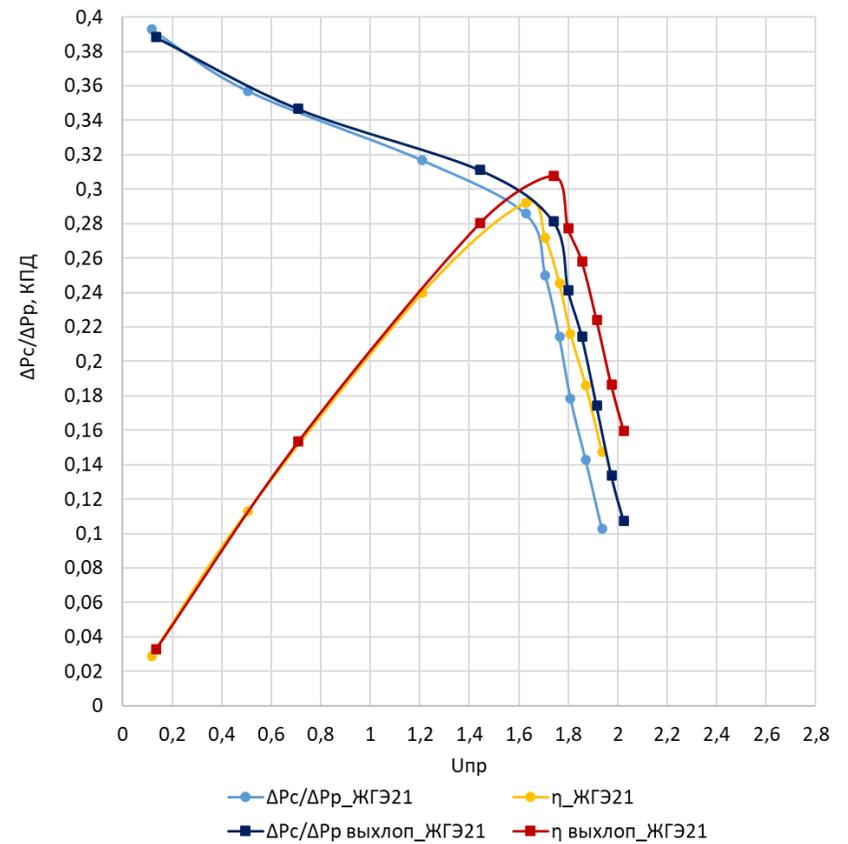


Рисунок 4.30 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №21 при инжекции воздуха и выхлопных газов

По результатам экспериментальных замеров различных режимов работы эжектора были получены напорные и энергетические характеристики для ЖГЭ № 22, 23, 24 и 25 представленные на рисунках 4.31-4.34.

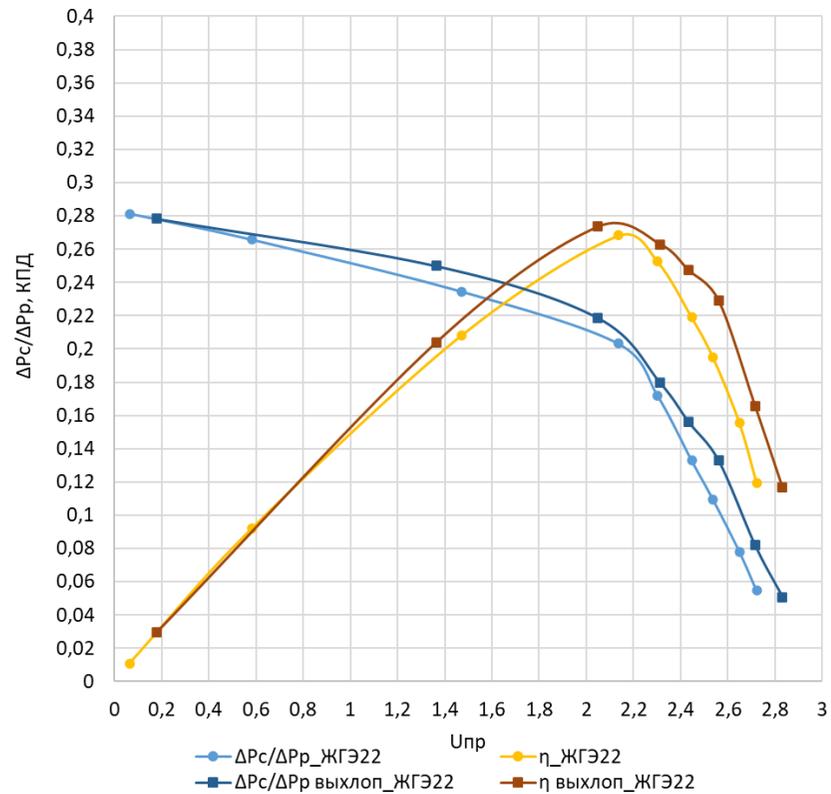


Рисунок 4.31 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №22 при инжекции воздуха и выхлопных газов

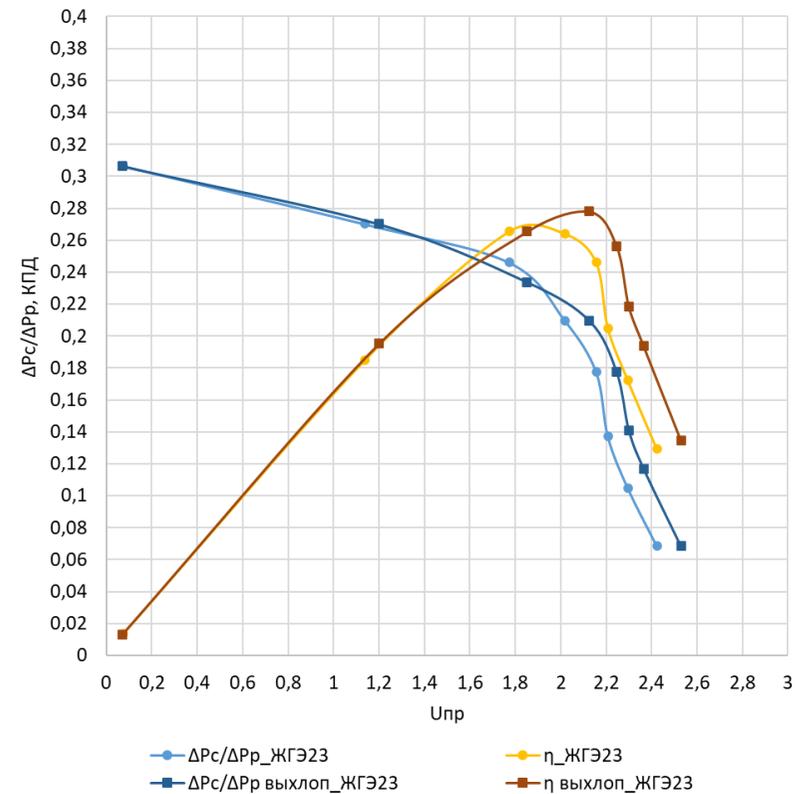


Рисунок 4.32 – Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №23 при инжекции воздуха и выхлопных газов

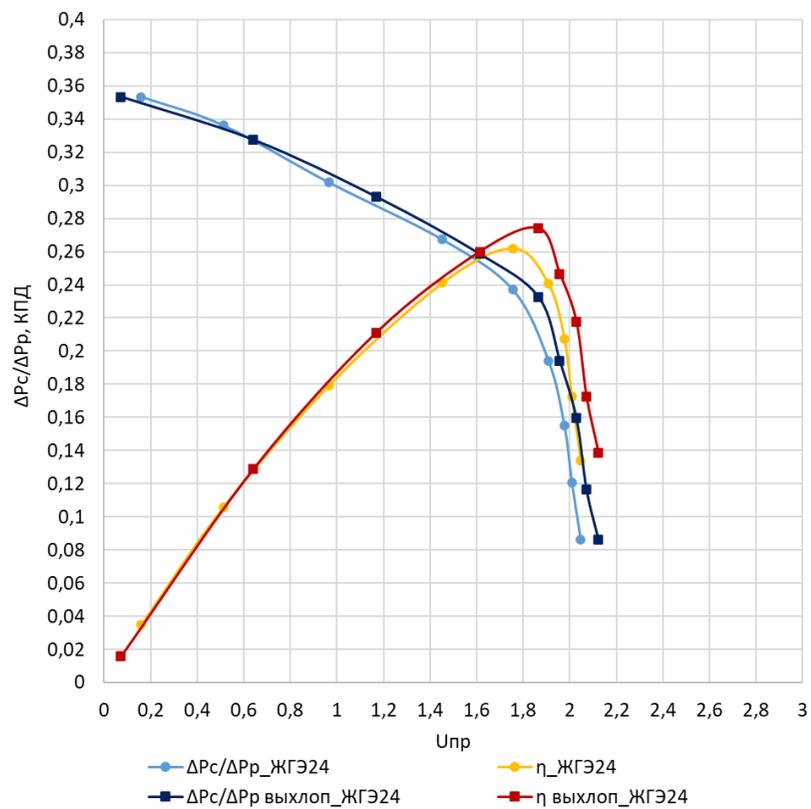


Рисунок 4.33– Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №24 при инжекции воздуха и выхлопных газов

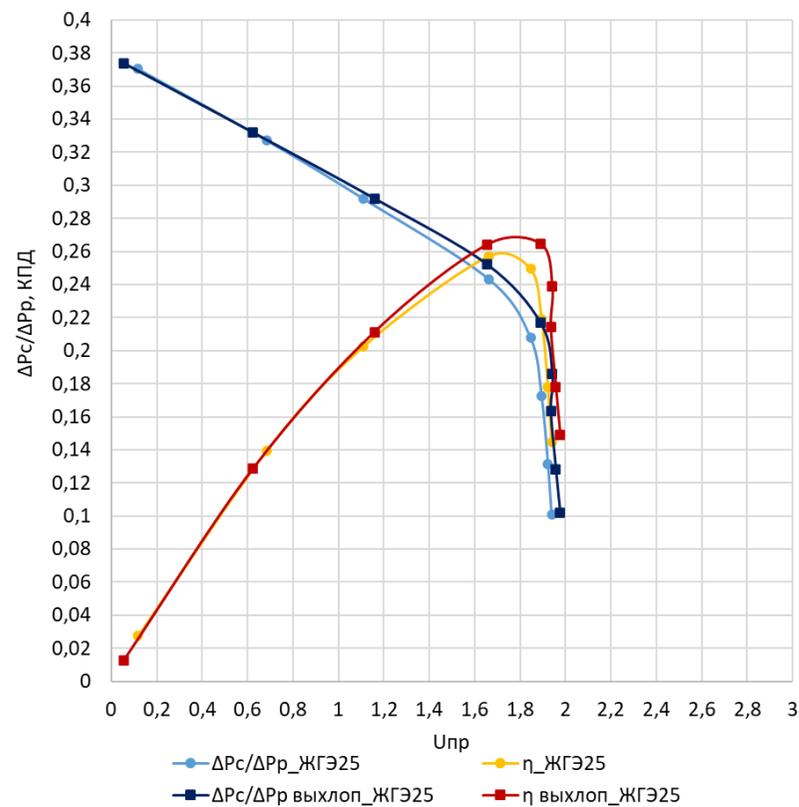


Рисунок 4.34– Напорно-энергетические характеристики ЖГЭ №25 при инжекции воздуха и выхлопных газов

Анализ полученных результатов показывает, что при инжекции воздуха коэффициент инжекции  $U_{\text{пр}}$  изменяется в диапазоне от 0,119-1,939, а при инжекции выхлопных газов диапазон значений коэффициента инжекции  $U_{\text{пр}}$  равен 0,053-1,977.

Изменение зависимости коэффициента полезного действия от коэффициента инжекции  $\eta = f(U_{\text{пр}})$  при инжекции выхлопных газов наблюдается в диапазоне значений коэффициента инжекции  $U_{\text{пр}}$  равного 1,0-1,94. Изменение зависимости относительного перепада давления от коэффициента инжекции  $\Delta P_c / \Delta P_p = f(U_{\text{пр}})$  при инжекции выхлопных газов наблюдается в диапазоне значений коэффициента инжекции  $U_{\text{пр}}$  равного 0,7-1,94.

Видно, что при атмосферном давлении кривые, полученные при инжекции выхлопных газов, лежат выше, чем при откачке воздуха. Кроме того, максимальные коэффициенты инжекции при откачке выхлопных газов выше по сравнению с воздухом при прочих равных условиях температуры и давления.

При сравнении результатов, полученных при инжекции воздуха, было установлено, что наличие в выхлопных газах 10,9% CO, 4,8% CO<sub>2</sub>, способствовало увеличению КПД<sub>max</sub> эжектора на 2-5%, а  $U_{\text{пр.опт}}$  на 2-12%.

Исходя из того, что в воздухе присутствует только в основном азот и кислород, можно прийти к выводу, что эффективность работы эжектора при закачке выхлопных газов обусловлена наличием большего значения оксида и диоксида углерода, которые вероятно увеличили энергообмен между компонентами водогазовой смеси в эжекторе. При этом реакция растворения CO<sub>2</sub> в воде оказывает большее влияние на энергообмен.

Проверка погрешностей позволит оценить отклонение оценки измеряемых физических величин КПД<sub>max</sub> и  $U_{\text{пр.опт}}$  от их истинного значения, и тем самым утвердить правильность проведенных измерений.

### 4.3 Проверка погрешностей измерений

Приведены измеряемые параметры работы насосно-эжекторной системы (см. глава 3, таблица 3.1), с помощью которых подсчитаны расход газа, расход жидкости, относительный перепад давления  $\Delta P_c/\Delta P_p$ , КПД и коэффициента инжекции  $U_{пр}$ .

При исследовании работы жидкостно-газового эжектора производился расчет параметров его работы в представленной ниже последовательности:

1. Определяются объемные расходы:

- объемный расход жидкости:

$$Q_{ж} = \frac{V_{ж}}{t_{ж}}, \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right] \quad (4.2)$$

- объемный расход газа:

$$Q_{г} = \frac{V_{г}}{t_{г}}, \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right] \quad (4.3)$$

2. Определяется объемный коэффициент инжекции газа, создаваемый жидкостно-газовым эжектором:

$$U_{пр} = \frac{Q_{г}}{Q_{ж}} \quad (4.4)$$

3. Рассчитывается перепад давления в рабочем сопле жидкостно-газового эжектора  $\Delta P_p$ :

$$\Delta P_p = P_p - P_{пр}, [\text{МПа}] \quad (4.5)$$

4. Рассчитывается перепад давления газожидкостной смеси на выходе из жидкостно-газового эжектора  $\Delta P_c$ :

$$\Delta P_c = P_c - P_{пр}, [\text{МПа}] \quad (4.6)$$

5. Определяется относительный перепад давлений (относительный безразмерный напор)  $\Delta P_c/\Delta P_p$ :

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{(P_c - P_{пр})}{(P_p - P_{пр})}, [\text{МПа}] \quad (4.7)$$

б. Рассчитывается коэффициент полезного действия жидкостно-газового эжектора при откачке газа:

$$\eta = \frac{U_{пр} P_{пр} \ln \frac{P_c}{P_{пр}}}{(P_p - P_c)}, \text{ доли ед.} \quad (4.8)$$

После проведения расчета параметров по формулам 4.2 – 4.8 строятся характеристики работы жидкостно-газового эжектора в координатах  $\Delta P_c / \Delta P_p = f(U_{пр})$ ,  $\eta = f(U_{пр})$ .

### **Расчет погрешностей измерений**

Рассчитываемые параметры являются функцией от нескольких результатов измерений. Таким образом, для расчета абсолютной и относительной погрешности измерений будут использоваться формулы для определения абсолютной и относительной погрешности функций, приведенные в работе [159].

### **Расчет абсолютной и относительной погрешностей измерения расхода жидкости**

Расход жидкости  $Q_{ж}$  является функцией объема жидкости  $V_{ж}$  и времени  $t_{ж}$  за которой данный объем был прокачен насосно-эжекторной системой. Абсолютную погрешность измерения расхода жидкости вычисляем по формуле:

$$\Delta Q_{ж} = \sqrt{\left(\frac{\partial Q_{ж}}{\partial V_{ж}}\right)^2 \Delta V_{ж}^2 + \left(\frac{\partial Q_{ж}}{\partial t_{ж}}\right)^2 \Delta t_{ж}^2} \quad (4.9)$$

где  $\frac{\partial Q_{ж}}{\partial V_{ж}}$  – частная производная  $Q_{ж}$  по объему жидкости,  $\frac{\partial Q_{ж}}{\partial t_{ж}}$  – частная производная  $Q_{ж}$  по времени,  $\Delta V_{ж}$  – абсолютная погрешность измерения расхода жидкости;  $\Delta t_{ж}$  – абсолютная погрешность измерения расхода рабочей жидкости. После преобразования получаем следующую формулу:

$$\Delta Q_{\text{ж}} = \sqrt{\left(\frac{1}{t_{\text{ж}}}\right)^2 \Delta V_{\text{ж}}^2 + \left(-\frac{V_{\text{ж}}}{t_{\text{ж}}^2}\right)^2 \Delta t_{\text{ж}}^2} \quad (4.10)$$

Относительная погрешность измерения расхода жидкости определяется по формуле:

$$\varepsilon Q_{\text{ж}} = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}}} = \frac{1}{Q_{\text{ж}}} \sqrt{\left(\frac{1}{t_{\text{ж}}}\right)^2 V_{\text{ж}}^2 \varepsilon V_{\text{ж}}^2 + \left(-\frac{V_{\text{ж}}}{t_{\text{ж}}^2}\right)^2 t_{\text{ж}}^2 \varepsilon t_{\text{ж}}^2} \quad (4.11)$$

### **Расчет абсолютной и относительной погрешностей измерения расхода газа**

Абсолютную погрешность измерения расхода газа вычисляем по формуле:

$$\Delta Q_{\text{г}} = \sqrt{\left(\frac{\partial Q_{\text{г}}}{\partial V_{\text{г}}}\right)^2 \Delta V_{\text{г}}^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{г}}}{\partial t_{\text{г}}}\right)^2 \Delta t_{\text{г}}^2} \quad (4.12)$$

где  $\frac{\partial Q_{\text{г}}}{\partial V_{\text{г}}}$  – частная производная  $Q_{\text{г}}$  по объему газа,  $\frac{\partial Q_{\text{г}}}{\partial t_{\text{г}}}$  – частная производная  $Q_{\text{г}}$  по времени,  $\Delta V_{\text{г}}$  – абсолютная погрешность измерения расхода газа;  $\Delta t_{\text{г}}$  – абсолютная погрешность измерения расхода инжестируемого газа. После преобразования получаем следующую формулу:

$$\Delta Q_{\text{г}} = \sqrt{\left(\frac{1}{t_{\text{г}}}\right)^2 \Delta V_{\text{г}}^2 + \left(-\frac{V_{\text{г}}}{t_{\text{г}}^2}\right)^2 \Delta t_{\text{г}}^2} \quad (4.13)$$

Относительная погрешность измерения расхода газа определяется по формуле:

$$\varepsilon Q_{\text{г}} = \frac{\Delta Q_{\text{г}}}{Q_{\text{г}}} = \frac{1}{Q_{\text{г}}} \sqrt{\left(\frac{1}{t_{\text{г}}}\right)^2 V_{\text{г}}^2 \varepsilon V_{\text{г}}^2 + \left(-\frac{V_{\text{г}}}{t_{\text{г}}^2}\right)^2 t_{\text{г}}^2 \varepsilon t_{\text{г}}^2} \quad (4.14)$$

### **Расчет абсолютной и относительной погрешностей измерения коэффициента инжестии**

Абсолютную погрешность измерения коэффициента инжестии получаем по формуле:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \sqrt{\left(\frac{\partial U_{\text{пр}}}{\partial Q_{\Gamma}}\right)^2 \Delta Q_{\Gamma}^2 + \left(\frac{\partial U_{\text{пр}}}{\partial Q_{\text{ж}}}\right)^2 \Delta Q_{\text{ж}}^2} \quad (4.15)$$

После преобразования получаем следующую формулу:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \sqrt{\left(\frac{1}{Q_{\text{ж}}}\right)^2 \Delta Q_{\Gamma}^2 + \left(-\frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\text{ж}}^2}\right)^2 \Delta Q_{\text{ж}}^2} \quad (4.16)$$

Относительная погрешность измерения расхода газа определяется по формуле:

$$\varepsilon U_{\text{пр}} = \frac{\Delta U_{\text{пр}}}{U_{\text{пр}}} = \frac{1}{U_{\text{пр}}} \sqrt{\left(\frac{1}{Q_{\text{ж}}}\right)^2 Q_{\Gamma}^2 \varepsilon Q_{\Gamma}^2 + \left(-\frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\text{ж}}^2}\right)^2 Q_{\text{ж}}^2 \varepsilon Q_{\text{ж}}^2} \quad (4.17)$$

### Расчет абсолютной и относительной погрешностей измерения относительного перепада давления

Относительный безразмерный перепад давления  $\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}$  является функцией от давления рабочей жидкости перед соплом жидкостно-газового эжектора  $P_{\text{р}}$ , давления газа в приемной камере жидкостно-газового эжектора  $P_{\text{пр}}$  и давления ГЖС на выходе из жидкостно-газового эжектора  $P_{\text{с}}$  и рассчитывается по формуле 4.18 ниже:

$$\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}} = \frac{P_{\text{с}} - P_{\text{пр}}}{P_{\text{р}} - P_{\text{пр}}} \quad (4.18)$$

Абсолютная погрешность измерения относительного перепада давления определяется по формуле:

$$\Delta \frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}} = \sqrt{\left(\frac{\partial \frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}}{\partial P_{\text{с}}}\right)^2 \Delta P_{\text{с}}^2 + \left(\frac{\partial \frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}}{\partial P_{\text{пр}}}\right)^2 \Delta P_{\text{пр}}^2 + \left(\frac{\partial \frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}}{\partial P_{\text{р}}}\right)^2 \Delta P_{\text{р}}^2} \quad (4.19)$$

Находим частную производную  $\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}$  по  $P_{\text{с}}$ :

$$\frac{\partial \frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}}{\partial P_{\text{с}}} = \frac{\partial \frac{P_{\text{с}} - P_{\text{пр}}}{P_{\text{р}} - P_{\text{пр}}}}{\partial P_{\text{с}}} = \frac{1}{P_{\text{р}} - P_{\text{пр}}} \quad (4.20)$$

Находим частную производную  $\frac{\Delta P_{\text{с}}}{\Delta P_{\text{р}}}$  по  $P_{\text{пр}}$ :

$$\frac{\partial \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}}{\partial P_{np}} = \frac{\partial \frac{P_c - P_{np}}{P_p - P_{np}}}{\partial P_{np}} = \frac{P_c - P_p}{(P_p - P_{np})^2} \quad (4.21)$$

Находим частную производную  $\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$  по  $\partial P_p$ :

$$\frac{\partial \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}}{\partial P_p} = \frac{\partial \frac{P_c - P_{np}}{P_p - P_{np}}}{\partial P_p} = \frac{P_{np} - P_c}{(P_p - P_{np})^2} \quad (4.22)$$

После преобразования формулы (4.19) с учетом значений частных производных получаем:

$$\Delta \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \sqrt{\left(\frac{1}{P_p - P_{np}}\right)^2 \Delta P_c^2 + \left(\frac{P_c - P_p}{(P_p - P_{np})^2}\right)^2 \Delta P_{np}^2 + \left(\frac{P_{np} - P_c}{(P_p - P_{np})^2}\right)^2 \Delta P_p^2} \quad (4.23)$$

Относительная погрешность измерения относительного перепада давления определяется по формуле:

$$\varepsilon \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{1}{\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}} \sqrt{\left(\frac{1}{P_p - P_{np}}\right)^2 P_c^2 \varepsilon P_c^2 + \left(\frac{P_c - P_{np}}{(P_p - P_{np})^2}\right)^2 P_{np}^2 \varepsilon P_{np}^2 + \left(\frac{P_{np} - P_c}{(P_p - P_{np})^2}\right)^2 P_p^2 \varepsilon P_p^2} \quad (4.24)$$

### **Расчет абсолютной и относительной погрешностей измерения коэффициента полезного действия жидкостно-газового эжектора**

Коэффициент полезного действия  $\eta$  является функцией от коэффициента инжекции  $U_{np}$ , давления рабочей жидкости перед соплом жидкостно-газового эжектора  $P_p$ , давления газа в приемной камере жидкостно-газового эжектора  $P_{np}$  и давления ГЖС на выходе из жидкостно-газового эжектора  $P_c$  и рассчитывается по формуле 4.25 ниже:

$$\eta = \frac{U_{np} P_{np} \ln \frac{P_c}{P_{np}}}{(P_p - P_c)} \quad (4.25)$$

Абсолютная погрешность измерения коэффициента полезного действия определяется по формуле:

$$\Delta\eta = \sqrt{\left(\frac{\partial\eta}{\partial U_{\text{np}}}\right)^2 \Delta U_{\text{np}}^2 + \left(\frac{\partial\eta}{\partial P_c}\right)^2 \Delta P_c^2 + \left(\frac{\partial\eta}{\partial P_{\text{np}}}\right)^2 \Delta P_{\text{np}}^2 + \left(\frac{\partial\eta}{\partial P_p}\right)^2 \Delta P_p^2} \quad (4.26)$$

Находим частную производную  $\eta$  по  $U_{\text{np}}$ :

$$\frac{\partial\eta}{\partial U_{\text{np}}} = \frac{P_{\text{np}} \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}}}{P_p - P_c} \quad (4.27)$$

Находим частную производную  $\eta$  по  $P_c$ :

$$\frac{\partial\eta}{\partial P_c} = \frac{U_{\text{np}} P_{\text{np}} \left( P_c \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}} + P_p - P_c \right)}{P_c (P_p - P_c)^2} \quad (4.28)$$

Находим частную производную  $\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$  по  $P_{\text{np}}$ :

$$\frac{\partial\eta}{\partial U_{\text{np}}} = \frac{U_{\text{np}}}{P_p - P_c} \left( \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}} - 1 \right) \quad (4.29)$$

Находим частную производную  $\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$  по  $\partial P_p$ :

$$\frac{\partial\eta}{\partial P_p} = - \frac{U_{\text{np}} P_{\text{np}} \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}}}{(P_p - P_c)^2} \quad (4.30)$$

После преобразования формулы (4.26) с учетом значений частных производных получаем:

$$\Delta\eta = \sqrt{\left(\frac{P_{\text{np}} \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}}}{P_p - P_c}\right)^2 \Delta U_{\text{np}}^2 + \left(\frac{U_{\text{np}} P_{\text{np}} \left( P_c \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}} + P_p - P_c \right)}{P_c (P_p - P_c)^2}\right)^2 \Delta P_c^2 + \left(\frac{U_{\text{np}}}{P_p - P_c} \left( \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}} - 1 \right)\right)^2 \Delta P_{\text{np}}^2 + \left(-\frac{U_{\text{np}} P_{\text{np}} \ln \frac{P_c}{P_{\text{np}}}}{(P_p - P_c)^2}\right)^2 \Delta P_p^2} \quad (4.31)$$

Относительная погрешность измерения коэффициента полезного действия определяется по формуле:

$$\varepsilon\eta = \frac{1}{\eta} \sqrt{\left(\frac{P_{np} \ln \frac{P_c}{P_{np}}}{P_p - P_c}\right)^2 U_{np}^2 \varepsilon U_{np}^2 + \left(\frac{U_{np} P_{np} \left(P_c \ln \frac{P_c}{P_{np}} + P_p - P_c\right)}{P_c (P_p - P_c)^2}\right)^2 P_c^2 \varepsilon P_c^2 + \left(\frac{U_{np}}{P_p - P_c} \left(\ln \frac{P_c}{P_{np}} - 1\right)\right)^2 P_{np}^2 \varepsilon P_{np}^2 + \left(-\frac{U_{np} P_{np} \ln \frac{P_c}{P_{np}}}{(P_p - P_c)^2}\right)^2 P_p^2 \varepsilon P_p^2} \quad (4.32)$$

По результатам расчетов относительная погрешность измерения коэффициента инжекции  $U_{np}$  составляет не более 1,59%; погрешность измерения величины относительного безразмерного перепада давлений  $\Delta P_c / \Delta P_p$  – не более 1,25%; а погрешность измерения коэффициента полезного действия  $\eta$  – не более 0,45%; что подтверждает достоверность и высокую точность полученных результатов.

Таким образом, изменение КПД 2-5% не было получено из-за погрешности измерений, а отражает изменение эффективности работы эжектора при закачке выхлопных газов по сравнению с воздухом.

#### 4.4 Выводы по четвертой главе

1. По проведенному анализу состава выхлопных газов от бензинового генератора установлено следующее содержание компонентов: 10,9% CO, 4,8% CO<sub>2</sub>, 6,1% O<sub>2</sub>, 0,2% CH и 77% N<sub>2</sub>.

2. Исследования проведены в диапазоне значений давления рабочей среды 1-2 МПа, установленном в литературе как наилучшее давление для достижения максимальных значений характеристик эжекторов.

3. Установлено, что характеристики эжекторов зависят как от диаметра сопла, так и от длины камеры смешения и существует длина камеры смешения, при которой происходит снижение характеристики жидкостно-газового эжектора.

4. Установлено, что при атмосферном давлении и при одинаковых прочих условиях работы характеристики эжекторов (относительный перепад давления, КПД и коэффициенты инжекции) наилучшие при инжекции выхлопных газов по сравнению с воздухом.

5. Установлено, что наличие в выхлопных газах 10,9% CO, 4,8% CO<sub>2</sub>, способствовало полученному увеличению максимального КПД эжектора в диапазоне 2-5%, а оптимального  $U_{пр}$  в интервале 2-12%.

6. Сравнение полученных результатов при инжекции воздуха и выхлопных газов позволяет делать вывод, что улучшение характеристики эжектора происходит в основном за счет присутствия диоксида углерода в составе выхлопных газов, растворение которого положительно влияет на энергообмен веществ в водогазовой смеси, что в свою очередь увеличивает эффективность эжектора.

## **5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Арктический регион с огромными запасами углеводородов, которые оцениваются миллиардами тонн нефти и десятками триллионов кубических метров газа, является стратегическим потенциалом отечественной нефтегазовой отрасли в ближайшие десятилетия. Ведь Российский сектор Арктики самый большой не только по протяженности, но также и по распределению запасов нефти и газа. Ежегодно доля производства нефти в Арктике от общероссийской добычи продолжает расти [105]. Эксперты оценивают, что объем добываемых нефти и газа вырастет за ближайшие пять лет на 20%.

При этом отмечается значительный вклад нефтяной промышленности в изменение климата за счет энергии необходимой для процесса добычи, выбросов от сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах, утечек метана, и т. д. В течение последних пяти лет утилизация ПНГ остается на среднем уровне – 80% [41], что ещё значительно ниже целевого показателя в 95%.

Переработка попутного нефтяного газа, добытого на месторождениях, расположенных на шельфе и суше Арктики осложняется его транспортировкой. Поэтому возможность рационального использования ПНГ на месторождениях Арктики видится в его закачке в пласт, например, при реализации водогазового воздействия [178], а также использовании для выработки электроэнергии для собственных нужд промыслов и морских платформ.

В современном мире, настроенном на уменьшение вредных выбросов в атмосферу и декарбонизацию промышленности, актуально не только снижение количества сгораемого на факелах ПНГ, но и уменьшение выбросов

от его сжигания при утилизации, т. е. сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в виде Выхлопных газов.

### 5.1 Источники выхлопных газов в Арктическом регионе

В таблице 5.1 приведены построенные российскими нефтегазодобывающими компаниями газотурбинные и газопоршневые электрогенерирующие установки для нужд ближайших месторождений.

Таблица 5.1 – Электрогенерирующие установки на территории России

№	Название электростанции	Компания	Состояние	Суммарная мощность	Топливо	Особенности
1.	Газотурбинная электростанции Западно-Полуденного месторождения	ОАО Томскнефть ВНК	Эксплуатация с 2007 г.	10 МВт	ПНГ	ГТЭС-10 МВт ОАО АК Южтрансэнерго
2.	Газопоршневая электростанции Новопортовского месторождения	ООО Газпром нефть-Ямал	Эксплуатация с 2013 и с 2016 г.	26,5 МВт (96-144 МВт)	Природный газ, ПНГ	17 газопоршневых модульных электроустановок на базе ГПУ Cummins
3.	Газотурбинная электростанции Восточно-Мессояхского месторождения	АО Мессояха нефтегаз	Эксплуатация с 2016 г.	90 МВт	ПНГ	6 газотурбинных установок Titan 130 (Solar Turbines Inc.)
4.	Энергоцентр Ярактинского месторождения	Иркутская нефтяная компания	Эксплуатация с 2016 г.	72 МВт	ПНГ	3 энергоблока 6 газотурбинных установок
5.	Энергоцентр Ярегского месторождения	ООО ЛУКОЙЛ-Коми	Эксплуатация с 2017 г.	75 МВт	Природный газ	3 энергоблока на базе газотурбинной установки
6.	Газотурбинная тепловая электростанция Ванкорского месторождения	ООО «РН-Ванкор»	эксплуатация с 2009 г.	200 МВт	ПНГ	8 газотурбинных энергоблоков мощностью 25 МВт каждый

Газопоршневая электростанция (ГПЭС) Новопортовского месторождения и газотурбинные электростанции (ГТЭС) Восточно-Мессояхского, расположенные в Ямало-Ненецком автономном округе в арктической климатической зоне, являются одними из самых северных электростанций в России. Газотурбинная электростанция Ванкорского месторождения (ГТЭС Ванкорская) находится на Крайнем Севере Красноярского края в Туруханском районе.

В таблице 5.2 приведены характеристики установленных на данных месторождениях электрогенерирующих установок.

Таблица 5.2 – Технические параметры газотурбинных электростанции Новопортовского, Восточно-Мессояхского и Ванкорского месторождений

Название электростанции	ГПЭС Новопортовского месторождения			ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения	ГТЭС Ванкорского месторождения
Тип установки	ГПУ Cummins			ГТУ Titan 130	ГТУ MS5001PA
	1370GQMA	1540GQNA	1750GQNB		
Мощность одной установки	1370 кВт	1540 кВт	1750 кВт	15 000 кВт	26 300 кВт
Вид топлива	природный газ, ПНГ			ПНГ	ПНГ
Расход топлива	389 нм <sup>3</sup> /ч	448 нм <sup>3</sup> /ч	503 нм <sup>3</sup> /ч	179 280 кг/ч	11 000 нм <sup>3</sup> /ч
Расход выхлопных газов	19 800 м <sup>3</sup> /ч	20 232 м <sup>3</sup> /ч	22 644 м <sup>3</sup> /ч	160 722 м <sup>3</sup> /ч	450 720 кг/ч
Температура выхлопных газов	527 °С	508-517 °С	495 °С	490-495 °С	483 °С
Количество установок	4	8	5	6	8
Суммарная мощность	5,45 МВт	12,3 МВт	8,75 МВт	90 МВт	200 МВт

Видно, что газотурбинные электростанции выделяют довольно большой объем выхлопных газов, который можно задействовать в методах увеличения нефтеотдачи пласта и поддержания пластового давления при ВГВ.

Полученные выхлопные газы, например от газопоршневых электрогенерирующих установок, расположенных на месторождении,

направляются в теплообменные аппараты. В этих аппаратах вода от кустовой насосной станции получает тепло от потока дымовых газов. При этом вода нагревается, а дымовые газы охлаждаются. Дымовые газы по линии подачи поступают в приемную камеру жидкостно-газового эжектора, вода нагнетается в сопло струйного аппарата. На выходе из эжектора формируется газожидкостная смесь высокой температуры, которая последующим дожимным насосом закачивается в нагнетательные скважины.

Учитывая опыт разработки схем насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи на месторождениях России [50, 55, 61, 82, 143], а также предложений по реализации ВГВ на Уренгойском месторождении [49, 178] в данном исследовании определены технологические схемы, подходящие для утилизации выхлопных газов, а также поддержания пластового давления [110, 148] и повышения нефтеотдачи путем закачки при помощи насосно-эжекторной системы водогазовой смеси в нагнетательные скважины месторождения.

## **5.2 Определение параметров технологической схемы насосно-эжекторной системы при высоких расходах выхлопных газов**

Исходя из данных по расходу выхлопных газов от ГТЭС Ванкорского месторождения для создания водогазовой смеси и последующей ее закачки в нагнетательные скважины требуется определение необходимого давления на выходе из насосно-эжекторной системы. Исходя из оптимального содержания нагнетаемого газа [52] был определен средний суточный расход выхлопных газов для N Ванкорского месторождения.

В таблице 5.3 приведены основные параметры по участку N Ванкорского месторождения, используемые для расчета параметров насосно-эжекторной системы.

Таблица 5.3 – Исходные данные для расчета по участку N Ванкорского месторождения

Параметр для расчета	Единицы измерения параметра	Значение параметра
Начальное давление выхлопных газов	МПа	2
Значение расхода выхлопных газов в стандартных условиях	м <sup>3</sup> /сут	444 300
Наибольшее значение давления на устье нагнетательных скважин	МПа	13,9
Расход жидкости по кустовой насосной станции	м <sup>3</sup> /сут	18 789
Длина водовода от КНС до ВРП	м	4500
Фактический перепад давлений от КНС до ВРП при нагнетании воды	МПа	0,14
Наружный (и внутренний) диаметр водовода от КНС	мм	377 (349)
Расход жидкости по водораспределительному пункту (ВРП)	м <sup>3</sup> /сут	10 750
Пластовое давление	МПа	12,4
Плотность выхлопных газов в стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	0,982
Плотность закачиваемой воды	кг/м <sup>3</sup>	1 010
Вязкость воды	мПа*с	1,01

Определяем значения газо-водяного фактора  $R$  в стандартных условиях при данном значении расхода выхлопных газов по формуле:

$$R = \frac{Q_{г.ст}}{Q_{в}} = \frac{444\,300}{10\,750} = 41,33 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right], \quad (5.1)$$

где  $Q_{г.ст}$  – расход выхлопных газов в стандартных условиях,

$Q_{в}$  – расход воды через водораспределительный пункт (ВРП).

### 1) Расчет устьевых давлений нагнетательных скважин при закачке водогазовой смеси в пласт

Исходные данные представлены в таблице 5.4.

Расчеты в п.1 проведены в следующей последовательности:

1.1. Находим потери давления на трение  $\Delta P_{тр}$  по формуле Дарси-Вейсбаха при нагнетании воды по НКТ от устья до кровли пласта.

$$\Delta P_{тр} = \lambda \frac{H_{скв}}{d_{внутр}} \frac{V^2}{2 \cdot 10^6} \rho_{в}, \quad \text{МПа}, \quad (5.2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по формуле Альтшуля

Таблица 5.4 – Исходные данные для расчета п.1

Скважина	№	1	2	3	4	5	6	7
Приемистость нагнетательной скважины по воде	м <sup>3</sup> /сут	1403	2233	1836	1284	1758	1036	1200
Устьевое давление при закачке воды	МПа	11,8	13	10,5	11,6	12,1	13	13,9
Глубина скважины до кровли пласта	м	1671	1671	1671	1671	1671	1671	1671
Наружный (внутренний) диаметр НКТ	мм	102 (89)						
Пластовое давление	МПа	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Плотность выхлопных газов в стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982
Плотность закачиваемой воды	кг/м <sup>3</sup>	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
Вязкость воды	мПа*с	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{внутр}}} \right)^{0,25} \quad (5.3)$$

Re – число Рейнольдса; приняв в соответствии с рекомендациями [76] величину  $\Delta=0,003$  м (для старых сильно заржавевших стальных труб с большими отложениями)

$$Re = \frac{V d_{\text{внутр}} \rho_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}, \quad (5.4)$$

$V$  – скорость движения воды в НКТ

$$V = \frac{4Q_{\text{СКВ.В}}}{86400\pi d_{\text{внутр}}^2}, \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (5.5)$$

$\mu_{\text{в}}$  – динамическая вязкость пластовой воды, Па\*с, определяем по формуле П.Д. Ляпкина [89]

$$\mu_{\text{в}} = \frac{0,0014 + 38 * 10^{-7}(\rho_{\text{в}} - 1000)}{10^{0,0065t}}, \quad \text{Па} * \text{с}, \quad (5.6)$$

$t$  – температура, °С, (принимается равной 20 °С),  $\Delta$  – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности НКТ, м.

Произведем расчеты потерь давления на трение  $\Delta P_{тр}$  при нагнетании воды по НКТ, рассчитав параметры по формулам 5.3-5.6 и подставив их в формулу 5.2.

1.2. Найдем забойное давление  $P_{заб}$  в нагнетательных скважинах по выражению

$$P_{заб} = (P_y + \rho_v \cdot g \cdot H_{скв} \cdot 10^{-6} - \Delta P_{тр}), \text{ МПа.} \quad (5.7)$$

1.3. Вычислим коэффициент приёмистости  $K_{пр}$  в нагнетательных скважинах по формуле

$$K_{пр} = \frac{Q_{скв.в}}{P_{заб} - P_{пл}}, \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}. \quad (5.8)$$

1.4. Находим газо-водяной фактор в условиях забойного давления  $R^{заб}$  при значении расхода выхлопных газов

$$R^{заб} = \frac{R \cdot P_{ст}}{P_{заб}}, \quad (5.9)$$

где  $P_{ст}$  – стандартное давление (0,1 МПа).

1.5. Рассчитываем расход выхлопных газов в условиях забойного давления  $Q_{г}^{заб}$

$$Q_{г}^{заб} = R^{заб} \cdot Q_{скв.в}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.10)$$

1.6. Находим расход водогазовой смеси  $Q_{вгс}^{заб}$  в условиях забойного давления при значении расхода выхлопных газов

$$Q_{вгс}^{заб} = Q_{скв.в} + Q_{г}^{заб}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.11)$$

1.7. Вычисляем забойное давление при нагнетании водогазовой смеси со значением газо-водяного фактора  $R$

$$P_{заб}^{вгс} = P_{пл} + \frac{Q_{вгс}^{заб}}{K_{пр}}, \text{ МПа.} \quad (5.12)$$

1.8. Рассчитываем среднее значение давления в скважине в первом цикле итераций при закачке водогазовой смеси со значением газо-водяного

фактора  $R$ , приняв величину устьевого давления равной значению устьевого давления при нагнетании однофазной воды

$$P_{\text{ср}}^{\text{ВГС}} = \frac{P_{\text{заб}}^{\text{ВГС}} + P_y}{2}, \text{ МПа.} \quad (5.13)$$

1.9. При этом среднее значение газо-водяного фактора в скважине составит

$$R^{\text{ср}} = \frac{R \cdot P_{\text{ст}}}{P_{\text{ср}}^{\text{ВГС}}}, \quad (5.14)$$

1.10. Рассчитаем соответствующее значение среднего объёмного расходного газосодержания в скважине при значении газо-водяного фактора  $R^{\text{ср}}$

$$\beta^{\text{ср}} = \frac{R^{\text{ср}}}{R^{\text{ср}} + 1}, \quad (5.15)$$

1.11. В соответствии с рекомендациями [5] рассчитаем среднее значение истинного газосодержания в скважине при нисходящем движении водогазовой смеси и значении газо-водяного фактора  $R^{\text{ср}}$

$$\varphi^{\text{ср}} = (1 + 0,05)\beta^{\text{ср}}, \quad (5.16)$$

1.12. Плотность газа при среднем давлении в скважине находим как

$$\rho^{\text{г.ср}} = \frac{\rho_{\text{г.ст}} \cdot P_{\text{ср}}^{\text{ВГС}}}{P_{\text{ст}}}, \quad (5.17)$$

1.13. Средняя плотность водогазовой смеси в скважине при текущем значении газо-водяного фактора равна

$$\rho^{\text{ср.ВГС}} = \rho_{\text{в}}(1 - \varphi^{\text{ср}}) + \rho^{\text{г.ср}}\varphi^{\text{ср}}, \quad (5.18)$$

1.14. Среднее значение объёмного расхода водогазовой смеси

$$Q_{\text{ВГС}}^{\text{ср}} = Q_{\text{СКВ.В}}(1 + R^{\text{ср}}), \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (5.19)$$

1.15. Скорость движения водогазовой смеси в НКТ

$$V_{\text{ВГС}} = \frac{4Q_{\text{ВГС}}^{\text{ср}}}{86400\pi d_{\text{внутр}}^2}, \text{ м/с,} \quad (5.20)$$

1.16. Динамическую вязкость водогазовой смеси находим по формуле Эйнштейна [135]

$$\mu^{\text{ср.вгс}} = \mu_{\text{в}}(1 + k\varphi^{\text{ср}}) \quad (5.21)$$

С учетом гипотезы В.Г. Левича, который предположил, что если пузырьки газа достаточно малы, то они ведут себя как твердые частицы [86], и можно принять  $k = 2,5$  в уравнении Эйнштейна. Это справедливо и для мелкодисперсной водогазовой смеси, содержащей пенообразующие поверхностно-активные вещества.

1.17. Вычисляем параметры по формулам (5.3-5.4) при течении водогазовой смеси и подставляя полученные значения в формулу (5.22), найдем потери давления на трение  $\Delta P_{\text{тр.вгс}}$  при нагнетании водогазовой смеси по НКТ

$$\Delta P_{\text{тр.вгс}} = \lambda \frac{H_{\text{СКВ}}}{d_{\text{внутр}}} \frac{V_{\text{вгс}}^2}{2 \cdot 10^6} \rho^{\text{ср.вгс}}, \text{ МПа}. \quad (5.22)$$

1.18. Найдем расчетное устьевое давление  $P_{\text{у.вгс.1}}$  первого цикла итераций при закачке водогазовой смеси в нагнетательные скважины по выражению

$$P_{\text{у.вгс.1}} = P_{\text{заб}}^{\text{вгс}} - \rho_{\text{ср}}^{\text{вгс}} \cdot g \cdot H_{\text{СКВ}} \cdot 10^{-6} + \Delta P_{\text{тр.вгс}}, \text{ МПа}. \quad (5.23)$$

1.19. Поскольку это значение выше, чем устьевое давление нагнетания при закачке воды, проводим второй цикл итераций по формулам (5.13-5.23), приняв в качестве устьевого давления первую полученную величину  $P_{\text{у.вгс.1}}$ .

После подстановки значений получаем расчетное устьевое давление второго цикла итераций при закачке водогазовой смеси  $P_{\text{у.вгс.2}}$ . При закачке водогазовой смеси с заданным значением газо-водяного фактора в каждой скважине расчетное устьевое давление принимаем в итоге равным среднему между  $P_{\text{у.вгс.1}}$  и  $P_{\text{у.вгс.2}}$ .

Рассчитанные по изложенной выше методике устьевые давления и некоторые рассчитываемые параметры при закачке водогазовой смеси с заданными значениями газо-водяного фактора по рассматриваемым скважинам приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчетные значения по п.1:

Скважина	№	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta P_{тр}$ при нагнетании воды по НКТ	МПа	3,06	7,74	5,23	2,56	4,80	1,67	2,24
Рзаб в скважине при нагнетании воды	МПа	25,30	21,82	21,83	25,60	23,86	27,89	28,22
Коэффициент приёмистости Кпр	$\frac{м^3/сут}{МПа}$	108,8	237,0	194,8	97,3	153,4	66,9	75,9
Газо-водяной фактор $R^{заб}$ в условиях забойного давления	$м^3/м^3$	0,163	0,189	0,189	0,161	0,173	0,148	0,146
Расход выхлопных газов в условиях забойного давления $Q_{г}^{заб}$	$м^3/сут$	229,20	422,94	347,68	207,33	304,53	153,54	175,76
Расход водогазовой смеси в условиях забойного давления $Q_{вгс}^{заб}$	$м^3/сут$	1632,2	2655,9	2183,7	1491,3	2062,5	1189,5	1375,8
Рзаб при нагнетании водогазовой смеси	МПа	27,4	23,6	23,6	27,7	25,8	30,2	30,5
Среднее значение давления в скважине в 1ом цикле итераций при закачке водогазовой смеси $P_{ср}^{вгс}$	МПа	19,6	18,3	17,1	19,7	19,0	21,6	22,2
Среднее значение газо-водяного фактора в скважине $R^{ср}$	$м^3/м^3$	0,211	0,226	0,242	0,210	0,218	0,191	0,186
Среднее объёмное расходное газосодержание в скважине $\beta^{ср}$	д.ед.	0,174	0,184	0,195	0,174	0,179	0,161	0,157
Среднее истинное газосодержание в скважине $\varphi^{ср}$	д.ед.	0,183	0,193	0,205	0,182	0,188	0,169	0,165
Плотность выхлопного газа при среднем давлении в скважине $\rho^{г.ср}$	кг/ $м^3$	192,5	179,7	167,5	193,1	186,3	212,0	218,2
Средняя плотность водогазовой смеси в скважине $\rho^{ср.вгс}$	кг/ $м^3$	860,5	849,4	837,4	861,0	855,3	875,4	879,6
Среднее значение объёмного расхода водогазовой смеси $Q_{вгс}^{ср}$	$м^3/сут$	1698,8	2737,2	2280,9	1553,9	2141,0	1234,3	1423,2
Скорость движения водогазовой смеси в НКТ $V_{вгс}$	м/с	3,16	5,10	4,25	2,89	3,99	2,30	2,65
$\Delta P_{тр.вгс}$ при нагнетании водогазовой смеси по НКТ	МПа	3,82	9,78	6,70	3,20	6,03	2,05	2,74
Расчетное устьевое давление (1ая итерация) $P_{у.вгс.1}$	МПа	17,1	19,5	16,6	16,8	17,8	17,9	18,9

Скважина	№	1	2	3	4	5	6	7
Расчетное устьевое давление (2ая итерация) $P_{у.вгс.2}$	МПа	16,7	18,8	15,9	16,4	17,4	17,6	18,6
Расчетное устьевое давление (среднее) $P_{у.вгс.ср}$	МПа	16,9	19,1	16,3	16,6	17,6	17,7	18,7

## 2) Расчет давления на водораспределительном пункте (ВРП) при нагнетании водогазовой смеси в пласт.

Недостающие исходные данные для расчета по п. 2. представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Исходные данные для расчета п.2

Скважина	№	1	2	3	4	5	6	7
Расход воды в водоводе от ВРП до скважины $Q_v$	м <sup>3</sup> /сут	1403	2233	1836	1284	1758	1036	1200
Длина водовода $L$	м	1300	900	1150	1000	950	1340	1050
Наружный (внутренний) диаметр водовода от ВРП	мм	140 (124)						
Фактический перепад давлений от ВРП до скважин $\Delta P_{факт.в}$	МПа	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Расчеты в п.2 проведены в следующей последовательности:

2.1. Определяем величину давления  $P_{ВРП}^{вгс}$  на ВРП на  $\Delta P_{факт.в} = 0,3$  МПа больше по сравнению с устьевым давлением на скважине

$$P_{ВРП}^{вгс} = P_{у.вгс} + \Delta P_{факт.в}, \text{ МПа.} \quad (5.24)$$

2.2. Рассчитываем среднее значение давления в водоводе от скважины в первом цикле итераций при закачке водогазовой смеси с заданным значением газо-водяного фактора

$$P_{ср}^{вгс} = \frac{P_{ВРП}^{вгс} + P_{у.вгс}}{2}, \text{ МПа.} \quad (5.25)$$

2.3. При этом среднее значение газо-водяного фактора в водоводе составит

$$R^{ср} = \frac{R \cdot P_{ст}}{P_{ср}^{вгс}}, \quad (5.26)$$

2.4. Рассчитаем соответствующее значение среднего объёмного расходного газосодержания в водоводе при текущем значении газо-водяного фактора

$$\beta^{cp} = \frac{R^{cp}}{R^{cp} + 1}, \quad (5.27)$$

2.5. В соответствии с рекомендациями [93] принимаем среднее значение истинного газосодержания в водоводе при эмульсионной структуре движения водогазовой смеси с пенообразующими ПАВ в горизонтальном водоводе равным объёмному расходному газосодержанию и находим эту величину при текущем значении газо-водяного фактора

$$\varphi^{cp} = \beta^{cp}, \quad (5.28)$$

2.6. Плотность газа при среднем давлении в водоводе находим как:

$$\rho^{г.ср} = \frac{\rho_{г.ст} \cdot P_{ср}^{вгс}}{P_{ст}}, \quad (5.29)$$

2.7. Средняя плотность водогазовой смеси в водоводе при заданном значении газо-водяного фактора равна:

$$\rho^{ср.вгс} = \rho_{в}(1 - \varphi^{cp}) + \rho^{г.ср}\varphi^{cp}, \quad (5.30)$$

2.8. Среднее значение объёмного расхода водогазовой смеси

$$Q_{вгс}^{cp} = Q_{в}(1 + R^{cp}), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.31)$$

2.9. Среднее значение скорости движения водогазовой смеси в водоводе

$$V_{вгс} = \frac{4Q_{вгс}^{cp}}{86400\pi d_{внутр}^2}, \text{ м/с}, \quad (5.32)$$

2.10. Найдем потери давления на трение  $\Delta P_{тр.вгс}$  при нагнетании водогазовой смеси по водоводу, используя формулы (5.2-5.4) и (5.21)

$$\Delta P_{тр.вгс} = \lambda \frac{L}{d_{внутр}} \frac{V_{вгс}^2}{2 \cdot 10^6} \rho^{ср.вгс}, \text{ МПа}. \quad (5.33)$$

2.11. Рассчитаем величину давления  $P_{ВРП}^{вгс}$  на ВРП

$$P_{ВРП}^{вгс} = P_{у.вгс} + \Delta P_{тр.вгс}, \text{ МПа}. \quad (5.34)$$

2.12. По изложенной выше методике рассчитываем давления на ВРП при закачке водогазовой смеси с заданным значением газо-водяного фактора в водоводах от ВРП до остальных скважин, занося результаты в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Расчетные значения при закачке водогазовой смеси с заданным значениями газо-водяного фактора, полученные по п.2.

Скважина	№	1	2	3	4	5	6	7
Давление водогазовой смеси на ВРП $P_{ВРП}^{ВГС}$	МПа	17,2	19,4	16,6	16,9	17,9	18,0	19,0
Среднее давление в водоводе от скважины в 1ом цикле итераций $P_{ср}^{ВГС}$	МПа	17,1	19,3	16,4	16,8	17,8	17,9	18,9
Среднее значение газо-водяного фактора в водоводе $R^{ср}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,242	0,214	0,252	0,246	0,233	0,231	0,219
Среднее объёмное расходное газосодержание в водоводе $\beta^{ср}$	д.ед.	0,195	0,177	0,201	0,198	0,189	0,188	0,180
Среднее истинное газосодержание в водоводе $\varphi^{ср}$	д.ед.	0,195	0,177	0,201	0,198	0,189	0,188	0,180
Плотность выхлопного газа при среднем давлении в водоводе $\rho^{г.ср}$	кг/ м <sup>3</sup>	167,7	189,2	161,2	164,7	174,3	175,7	185,3
Средняя плотность водогазовой смеси в водоводе $\rho^{ср.вгс}$	кг/ м <sup>3</sup>	845,8	865,1	839,3	842,9	852,2	853,5	861,8
Среднее значение объёмного расхода водогазовой смеси $Q_{вгс}^{ср}$	м <sup>3</sup> /сут	1742,6	2711,9	2298,3	1600,4	2167,3	1275,3	1462,9
Скорость движения водогазовой смеси в водоводе $V_{вгс}$	м/с	1,67	2,60	2,20	1,53	2,08	1,22	1,40
$\Delta P_{тр.вгс}$ при нагнетании водогазовой смеси по водоводу	МПа	0,54	0,92	0,82	0,35	0,61	0,30	0,31
Расчетное давление на ВРП $P_{ВРП}^{ВГС}$	МПа	17,5	20,0	17,1	17,0	18,2	18,0	19,0

Как показали расчеты, давления на ВРП при закачке водогазовой смеси с заданным значением газо-водяного фактора находятся в диапазоне 17,0 – 20,0 МПа. Принимаем с запасом для дальнейших расчетов наибольшие значения:  $P_{ВРП}^{ВГС} = 20$  МПа.

### 3) Расчет значений давлений на кустовой насосной станции (КНС).

Недостающие исходные данные для расчета по п 3. представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Исходные данные для расчета п.3

Параметр для расчета	Единицы измерения параметра	Значение параметра
Расход жидкости по кустовой насосной станции	м <sup>3</sup> /сут	18789
Длина водовода от КНС до ВРП	м	4500
Фактический перепад давлений от КНС до ВРП при нагнетании воды	МПа	0,14
Расход жидкости по ВРП	м <sup>3</sup> /сут	10750

Вычисления выполняли по методике, аналогичной изложенной в п. 2. Результаты расчета приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Расчетные значения при закачке водогазовой смеси от КНС до ВРП

Параметр	Единицы измерения параметра	Значение
Давление водогазовой смеси на КНС $P_{\text{КНС}}^{\text{вгс}}$	МПа	20,2
Среднее давление в водоводе от КНС до ВРП в 1-ом цикле итераций $P_{\text{ср}}^{\text{вгс}}$	МПа	20,1
Среднее значение газо-водяного фактора в водоводе от КНС до ВРП $R^{\text{ср}}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,205
Среднее объёмное расходное газосодержание в водоводе от КНС до ВРП $\beta^{\text{ср}}$	д.ед.	0,171
Среднее истинное газосодержание в водоводе от КНС до ВРП $\varphi^{\text{ср}}$	д.ед.	0,171
Плотность выхлопного газа при среднем давлении в водоводе от КНС до ВРП $\rho^{\text{г.ср}}$	кг/ м <sup>3</sup>	197,5
Средняя плотность водогазовой смеси в водоводе от КНС до ВРП $\rho^{\text{ср.вгс}}$	кг/ м <sup>3</sup>	871,5
Среднее значение объёмного расхода водогазовой смеси от КНС до ВРП $Q_{\text{вгс}}^{\text{ср}}$	м <sup>3</sup> /сут	12958,8
Скорость движения водогазовой смеси в водоводе от КНС до ВРП $V_{\text{вгс}}$	м/с	1,57
$\Delta P_{\text{тр.вгс}}$ при нагнетании водогазовой смеси по водоводу от КНС до ВРП	МПа	0,51
Расчетное давление на КНС $P_{\text{КНС}}^{\text{вгс}}$	МПа	20,6

Как показали расчеты необходимое давление нагнетания на выходе из насосно-эжекторной системы (давления на КНС при закачке водогазовой смеси) составляет при заданном значении газо-водяного фактора  $P_{\text{КНС}}^{\text{ВГС}} = 20,6$  МПа.

**4) Разработка технологической схемы и расчет рабочих параметров оборудования насосно-эжекторной системы для инъекции выхлопных газов (при высоком расходе) с использованием адаптированной методики К.Г. Донца для выбора аэродинамической схемы эжектора.**

При высоком значении расхода инжектируемого газа и текущих возможностях водоснабжения, количество эжекторов и давление газа на приеме эжектора выбирается исходя из существующих методик определения проточной части жидкостно-газовых эжекторов.

При обеспечении значения коэффициента инъекции до 2,3 и избыточном давлении газа на приеме эжектора до 0,5 МПа возможно использовать номограммы И.А. Красильникова [82] для определения безразмерного относительного перепада давления и соотношения значений диаметров камеры смешения и рабочего сопла.

Исходя из заданного расхода выхлопных газов число эжекторов было принято равным  $n = 4$ , для достижения значения коэффициента инъекции до 2,3 значение давления газа на приеме эжектора должно составлять 2 МПа. При таком давлении газа на приеме эжектора будем использовать адаптированную методику К.Г. Донца для выбора аэродинамической схемы эжектора.

Принципиальная технологическая схема, разработанная для участка N Ванкорского месторождения, позволяющая создавать водогазовую смесь с выхлопными газами при высоком их расходе, представлена на рисунке 5.1.

По данной технологической схеме собранные от электрогенерирующих установок выхлопные газы после увеличения давления на компрессоре до значения не менее 2 МПа по трубам, изготовленным из коррозионностойкой

стали групп высокой прочности, поступают в приемные камеры нескольких параллельно установленных эжекторов. Система из первичных 1 и промежуточных 2 силовых насосов нагнетает воду в сопло струйных аппаратов 3.

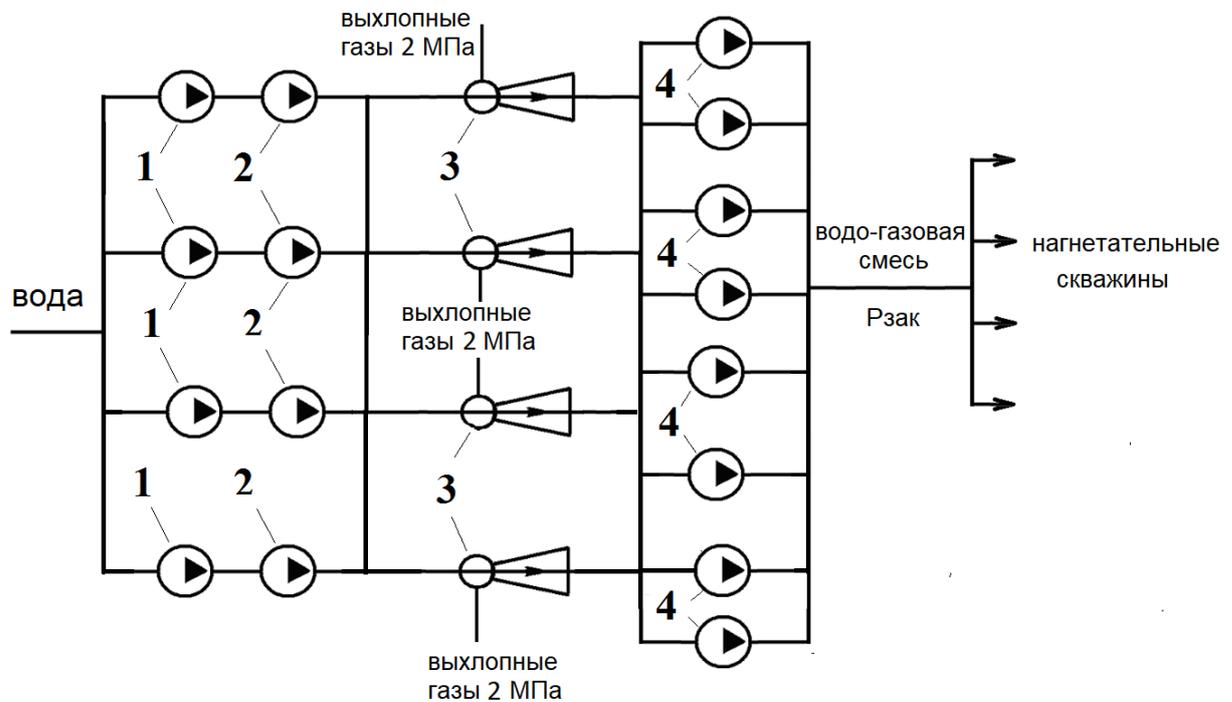


Рисунок 5.1 – Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для утилизации выхлопных газов:

1- первичные силовые насосы, 2- промежуточные силовые насосы, 3 – струйные аппараты (эжектор), 4 – мультифазные дожимные насосы

Вода после смешения с газом в эжекторе 3 поступает на прием мультифазных насосов 4, которые в свою очередь являются основными силовыми элементами для нагнетания воды в скважины с необходимым давлением закачки. Верный подбор насосного оборудования позволит работать насосно-эжекторной системе с учетом изменяющегося расхода выхлопных газов, вызванных за счет изменения режима работы электрогенерирующих установок.

Для уменьшения влияния низких температур на процесс закачки водогазовой смеси рекомендуется применять ингибиторы комплексного

действия для решения проблем коррозии [125, 132] и гидратообразования [124], которые будут добавляться при создании водогазовой смеси.

4.1. Определим расход газа на приёме эжектора с учётом давления на приёме системы  $P_{пр} = 2$  МПа, учитывая, что стандартное давление  $P_{ст} = 0,1$  МПа:

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{г.ст} P_{ст}}{P_{пр}} = \frac{444\,300}{4} * 0,1 = 5553,75 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.35)$$

4.2. Находим приведенное давление рабочей жидкости, пренебрегая давлением насыщенных паров по причине сравнительно малого значения, по формуле

$$\bar{P} = \frac{P_p - P_n}{P_{пр} - P_n} = \frac{20}{2} = 10 \quad (5.36)$$

Значения коэффициентов формул, экспериментально полученных К.Г. Донцом для построения напорных характеристик жидкостно-струйных компрессоров (КЖС), представлены в таблице 5.10. На основании данных из таблицы 5.10 определим значения ключевых параметров для выбора аэродинамической схемы требуемого эжектора.

Таблица 5.10 – Значения коэффициентов формул для методики  
К.Г. Донца [43]

Тип схемы	$\psi_{max}$	$a_{опт}$	$q_{max}$	$B_{опт}$	$B_{пр}$	$a_{пр}$	$B_{ср}$	$a_{ср}$	$a_{воз}$
1	0,373	0,509	2,9	0,408	0,426	0,013	0,401	0,535	0,175
2	0,337	0,287	5,5	0,231	0,301	0,027	0,208	0,307	0,134
3	0,26	0,311	5,5	0,3	0,393	0,029	0,095	0,621	0,149
4	0,218	0,241	8,4	0,248	0,296	0,021	0,223	0,255	0,160

4.3. Произведем расчёт внутреннего отношения парциальных давлений по формуле

$$\epsilon_{i_{опт}} = 1 + \psi_{max} \cdot (\bar{P} - 1) \cdot \left(1 - \exp\left(-a_{опт} \cdot \sqrt{\bar{P} - 1}\right)\right) \quad (5.37)$$

4.4. Определим давление ГЖС на выходе эжектора на оптимальном режиме по формуле

$$P_{см_{опт}} = P_{пр} \cdot \epsilon_{i_{опт}} \quad (5.38)$$

4.5. Произведем расчёт внутреннего коэффициента объемного расхода на оптимальном режиме

$$q_{i_{опт}} = q_{max} \cdot \left(1 - \exp\left(-B_{опт} \cdot \sqrt{\bar{P} - 1}\right)\right) \quad (5.39)$$

4.6. Определим объемный расход газа на входе эжектора в оптимальном режиме по формуле

$$Q_{i_{опт}} = Q_{в.нэс} \cdot q_{i_{опт}}, \quad (5.40)$$

где  $Q_{в.нэс} = Q_{в}/n$ .

4.7. Определим давление ГЖС на выходе эжектора на срывном режиме по формуле

$$P_{см_{ср}} = P_{пр} + \psi_{ср} \cdot (P_p - P_{пр}) \quad (5.41)$$

где  $\psi_{ср}$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле:

$$\psi_{ср} = \psi_{max} \cdot \left(1 - \exp\left(-a_{ср} \cdot \sqrt{\bar{P} - 1}\right)\right) \quad (5.42)$$

4.8. Произведем расчёт внутреннего коэффициента объемного расхода на срывном режиме

$$q_{i_{ср}} = q_{max} \cdot \left(1 - \exp\left(-B_{ср} \cdot \sqrt{\bar{P} - 1}\right)\right) \quad (5.43)$$

4.9. Определим объем газа на входе эжектора на срывном режиме по формуле

$$Q_{i_{ср}} = Q_{в.нэс} \cdot q_{i_{ср}} \quad (5.44)$$

4.10. Определим давление ГЖС на выходе эжектора на предельном режиме по формуле

$$P_{см_{пр}} = P_{пр} + \psi_{пр} \cdot (P_p - P_{пр}) \quad (5.45)$$

где  $\psi_{пр}$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле:

$$\psi_{пр} = \psi_{max} \cdot \left(1 - \exp\left(-a_{пр} \cdot \sqrt{\bar{P} - 1}\right)\right) \quad (5.46)$$

4.11. По формуле (42) произведем расчёт внутреннего коэффициента объемного расхода на предельном режиме, подставив в формулу значение  $B_{пр}$

$$q_{i_{\text{пр}}} = q_{\text{max}} \cdot \left(1 - \exp\left(-B_{\text{пр}} \cdot \sqrt{\bar{P}} - 1\right)\right) \quad (5.47)$$

4.12. Определим объемный расход газа на входе эжектора на предельном режиме по формуле

$$Q_{i_{\text{пр}}} = Q_{\text{в.нэс}} \cdot q_{i_{\text{пр}}} \quad (5.48)$$

4.13. Произведем расчёт КПД эжектора на оптимальном, срывном и предельном режимах. Для этого воспользуемся формулой

$$\eta_j = \frac{Q_j P_{\text{пр}}}{Q_{\text{в.нэс}} (P_p - P_{\text{см}j})} \cdot \ln \frac{P_{\text{см}j}}{P_{\text{пр}}} \quad (5.49)$$

На основании формул (5.37-5.49) произведен расчёт параметров для всех аэродинамических схем КЖС. Полученные результаты отражены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Расчетные параметры для выбора схемы КЖС

Параметр	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4
$\epsilon_{i_{\text{опт}}}$	3,63	2,75	2,42	2,01
$P_{\text{см}_{\text{опт}}}$ , МПа	7,26	5,50	4,84	4,02
$q_{i_{\text{опт}}}$	2,047	2,750	3,264	4,408
$Q_{i_{\text{опт}}}$ , м <sup>3</sup> /сут	22008	29558	35087	47389
$\psi_{\text{ср}}$	0,30	0,20	0,22	0,12
$P_{\text{см}_{\text{ср}}}$ , МПа	7,37	5,65	5,95	4,10
$q_{i_{\text{ср}}}$	2,029	2,553	1,364	4,097
$Q_{i_{\text{ср}}}$ , м <sup>3</sup> /сут	21813	27446	14662	44046
$\psi_{\text{пр}}$	0,0143	0,0262	0,0217	0,0133
$P_{\text{см}_{\text{пр}}}$ , МПа	2,26	2,47	2,39	2,24
$q_{i_{\text{пр}}}$	2,092	3,271	3,808	4,944
$Q_{i_{\text{пр}}}$ , м <sup>3</sup> /сут	22490	35159	40939	53144
$\eta_{\text{ср}}$ , д.ед	0,42	0,37	0,21	0,37
$\eta_{\text{опт}}$ , д.ед	0,41	0,38	0,38	0,39
$\eta_{\text{пр}}$ , д.ед	0,03	0,08	0,08	0,06

Для определения оптимальной для условий применения схемы на рисунках 5.2-5.5 построены графики напорной и энергетической характеристик эжектора для каждой из рассчитанных аэродинамических схем.

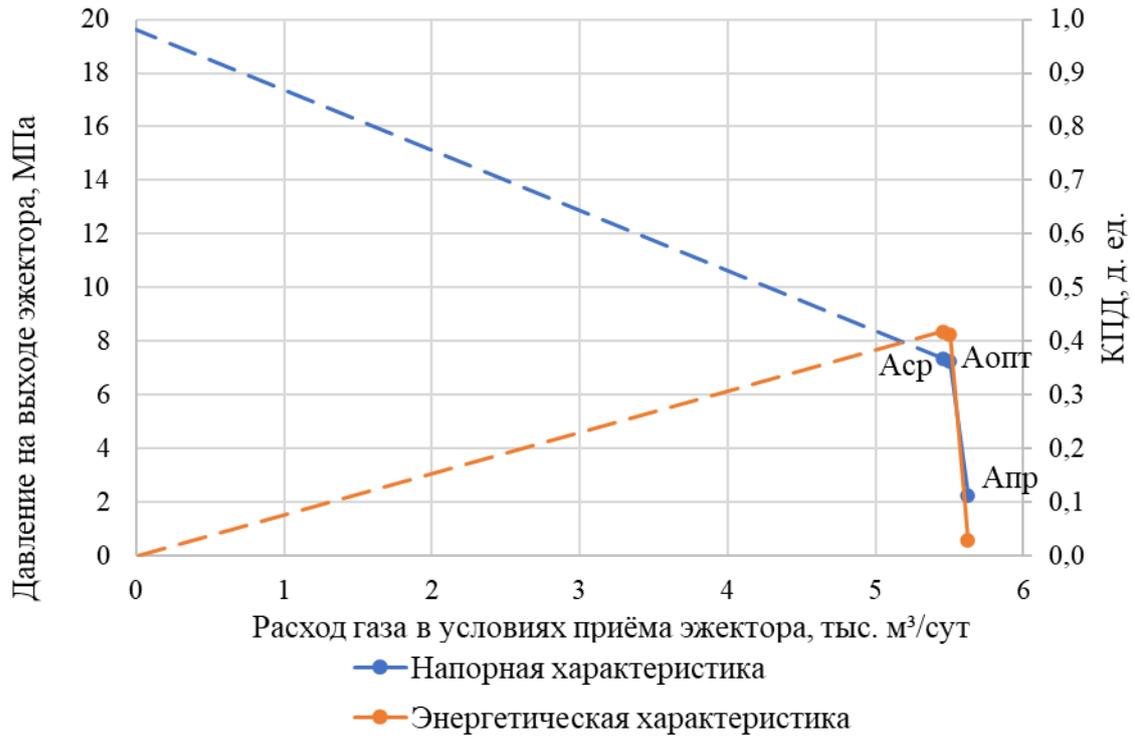


Рисунок 5.2 – Характеристика КЖС, построенная по схеме №1

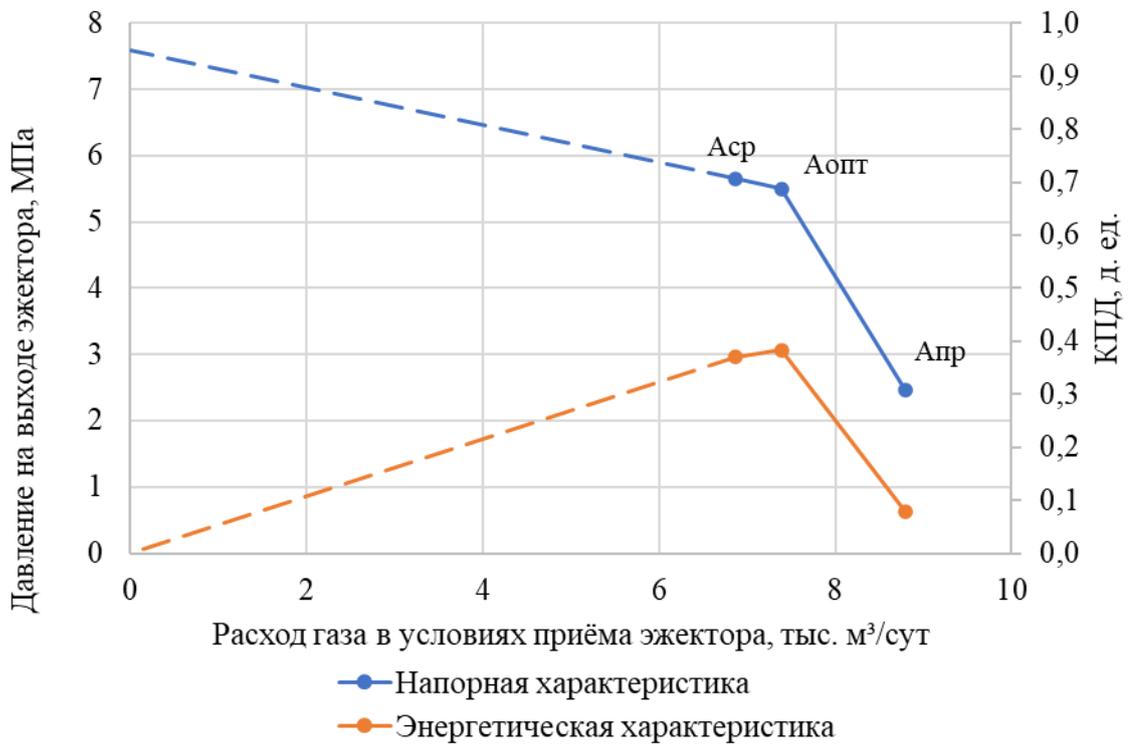


Рисунок 5.3 – Характеристика КЖС, построенная по схеме №2

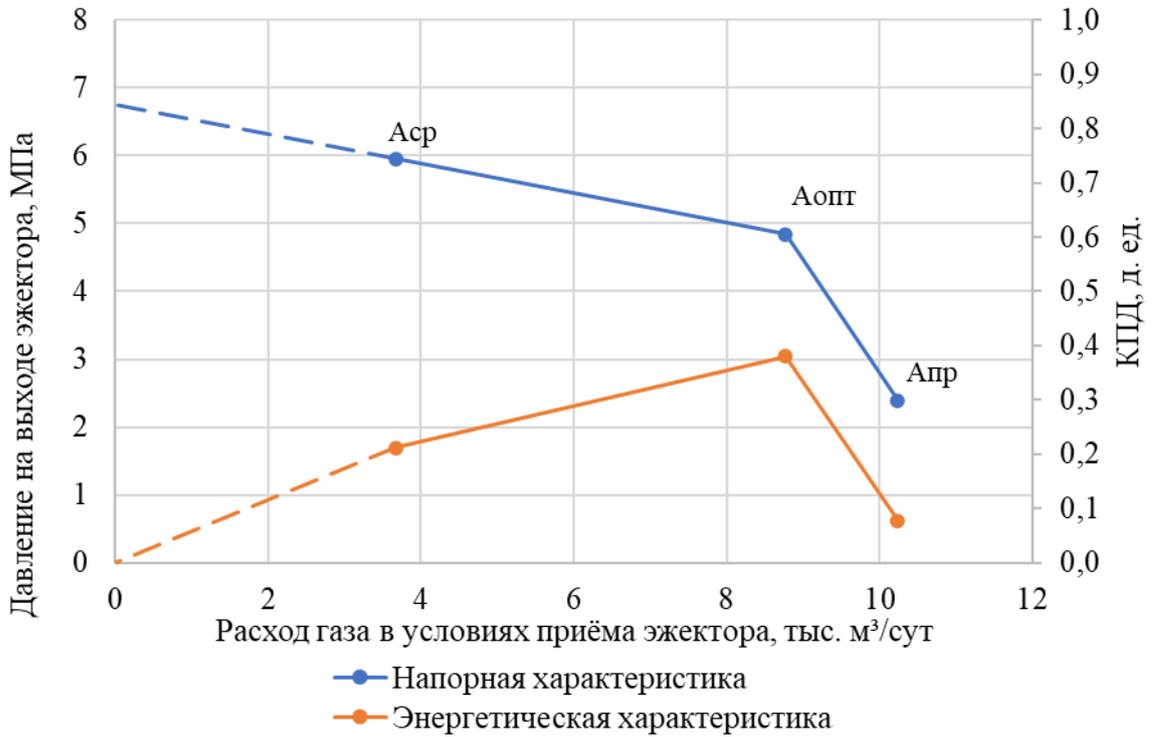


Рисунок 5.4 – Характеристика КЖС, построенная по схеме №3

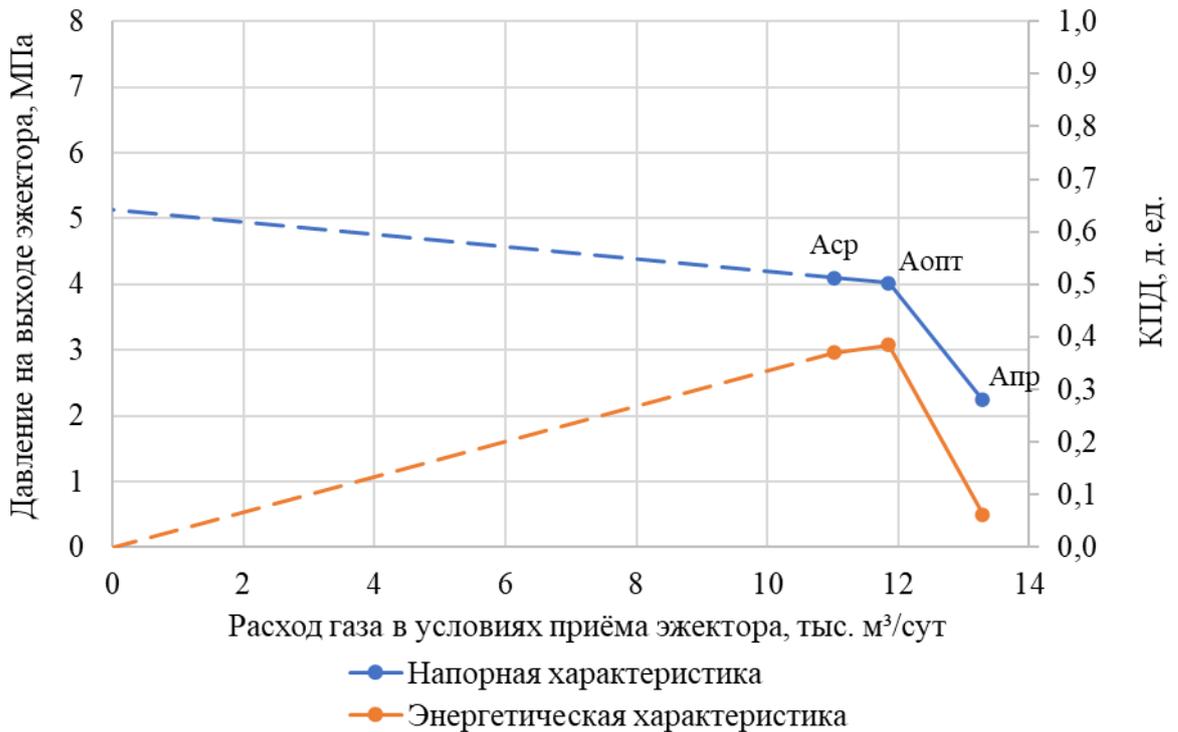


Рисунок 5.5 – Характеристика КЖС, построенная по схеме №4

С точки зрения эффективности применения эжектора необходимо, чтобы значение фактического расхода газа  $Q_{г.пр.}$  было максимально приближено к

значению оптимального расхода газа  $Q_{\text{опт}}$  для выбранной схемы КЖС, а точка Афакт, строящаяся на линии графика, на основе значения  $Q_{\text{г.пр.}}$ , располагалась на отрезке графика Аср-Аопт. Кроме того, существуют варианты, когда отрезок графика Аср-Аопт имеет малую длину, в результате чего точка Афакт располагается очень близко к точке срыва, что ограничивает условия работы эжектора до узкого коридора значений. На основании вышеизложенного можно определить оптимальную схему эжектора на основании наибольшего значения выражения

$$a = Q_{\text{г.пр}} - Q_{i_{\text{ср}}}, \quad (5.50)$$

при условии положительного значения выражения

$$b = Q_{i_{\text{опт}}} - Q_{\text{г.пр}}. \quad (5.51)$$

Кроме того, существуют условия, при которых Афакт не располагается на отрезке графика Аср-Аопт ни на одной из схем (значения  $b$  отрицательны для всех схем эжектора). Тогда для обеспечения наиболее широкого диапазона условий работы эжектора необходимо выбрать схему, на которой точка Афакт располагается наиболее удалённо от точки Апр. Тогда оптимальная схема эжектора определяется на основании наибольшего значения выражения

$$c = Q_{i_{\text{пр}}} - Q_{2.\text{пр}}, \quad (5.52)$$

при условии положительного значения выражения

$$d = Q_{2.\text{пр}} - Q_{i_{\text{опт}}}, \quad (5.53)$$

В таблице 5.12 приведены значения выражений (5.50-5.53). Исходя из предлагаемого алгоритма выбора, подходящими аэродинамическими схемами КЖС являются схемы №1 и №3.

Таблица 5.12 – Расчетные значения коэффициентов для схем №1-4

Параметр	схема 1	схема 2	схема 3	схема 4
a	100,40	-1307,75	<b>1888,21</b>	-5457,87
b	-51,76	1835,79	<b>3217,89</b>	6293,40
c	<b>68,71</b>	3235,89	4680,99	7732,14
d	<b>51,76</b>	-1835,79	-3217,89	-6293,40

При этом в схеме №3 точка Афакт располагается дальше (а) от точки срывного режима, чем на схеме №1 от предельного (с). Схема №3 является оптимальной для представленных условий работы эжектора.

4.14. Для определения давления на фактическом режиме работы выбранной схемы КЖС построим график зависимости  $Q_i(P_{см})$  по значениям  $A_{ср}$  и  $A_{опт}$  для выбранной схемы КЖС с целью определения уравнения регрессии в Excel.

$$P_{см i} = -0,0002 \cdot Q_i + 6,7538 \quad (5.54)$$

4.15. Для определения значения ожидаемого давления на выходе эжектора подставим в полученное уравнение вместо  $Q_i$  значение  $Q_{г.пр}$ . Тогда ожидаемое давление на выходе КЖС составит

$$P_{см}(Q_{г.пр}) = 5,64 \text{ МПа}$$

4.16. Найдем значение диаметра сопла эжектора

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{ж}}{\pi \mu_{соп} i} \sqrt{\frac{\rho_{ж}}{2(P_{ж} - P_{н})}}} \quad (5.55)$$

где  $\mu_{соп}$  – коэффициент расхода соплового аппарата;  $i$  – число сопел,  $i = 7$ .

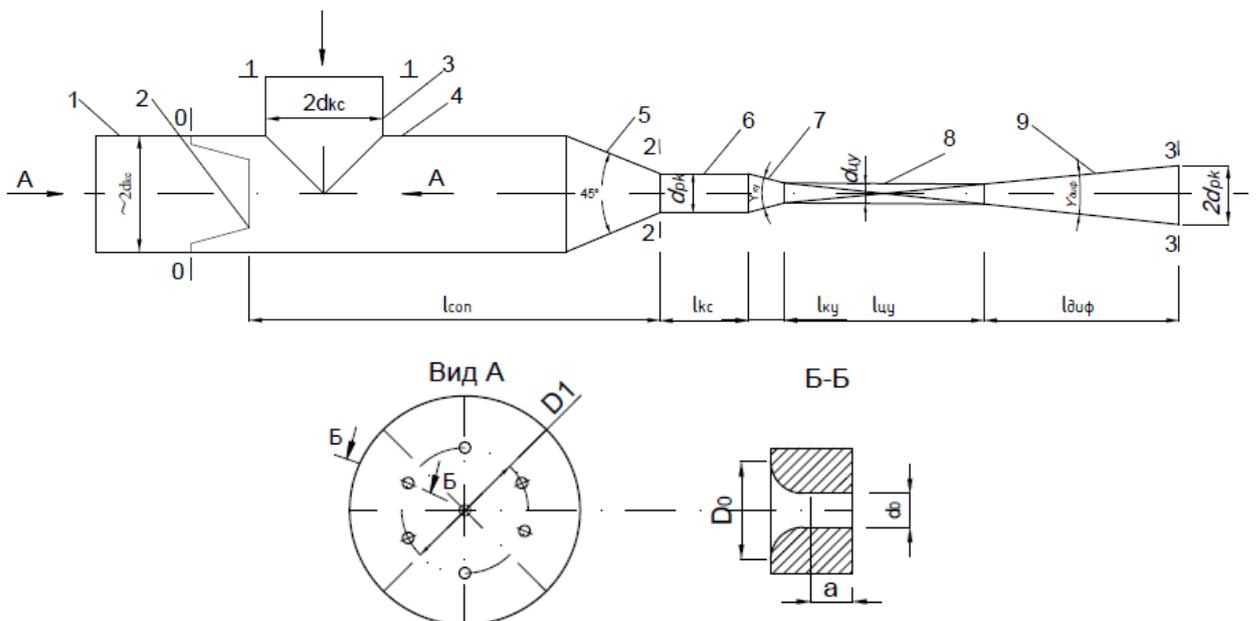


Рисунок 5.6 – Схема эжектора и сопла по К.Г. Донцу [43]

В таблице 5.13 приведены значения коэффициентов расхода соплового аппарата для схем №1-4.

Таблица 5.13 – Значения коэффициентов расхода соплового аппарата для схем №1-4

Тип схемы	$\mu_{\text{соп}}$
1	0,79
2	0,97
3	0,97
4	0,94

Таким образом получаем, что диаметра сопла эжектора равен:

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 2687,5}{3,14 \cdot 0,97 \cdot 7} \sqrt{\frac{1010}{2 \cdot (20 - 2) \cdot 10^6}}} = 0,005559 \text{ м} = 5,56 \text{ мм}$$

4.17. Найдем значения диаметра рабочей камеры:

$$d_{\text{рк}} = d_0 \sqrt{i \cdot m} \quad (5.56)$$

где  $m$  – коэффициент из таблицы 5.14 (для схемы №3).

$$d_{\text{рк}} = 5,56 \cdot \sqrt{7 \cdot 6,5} = 37,5 \text{ мм}$$

Таблица 5.14 – Геометрические соотношения проточной части КЖС по методике К.Г. Донца

Тип схемы	Шифр рабочей камеры	$m$	$\frac{D_1}{d_{\text{рк}}}$	$\frac{d_0}{d_{\text{рк}}}$	$\frac{a}{d_0}$	$\frac{D_0}{d_{\text{рк}}}$	$\frac{l_{\text{соп0}}}{d_{\text{рк}}}$	$\frac{l_{\text{рк}}}{d_{\text{рк}}}$	$\gamma_{\text{ку}}$ , градус	$\frac{d_{\text{цу}}}{d_{\text{рк}}}$	$\frac{l_{\text{цу}}}{d_{\text{цу}}}$
1	3,2-4-0,8-12	3,2	0,667	0,211	0,3	0,33	3,5-4,5	4	2	0,89	12
2	6,5-8-0,8-16	6,5	0,667	0,149	0,3	0,3	3,5-4,5	6-8	2	0,89	16
3	6,5-31-1,0-0	6,5	0,667	0,149	0,3	0,3	3,5-4,5	31	0	1	0
4	9,4-8-0,8-16	9,4	0,667	0,123	0,3	0,25	3,5-4,5	6-8	2	0,89	16

$\gamma_{\text{диф}}$  (градус) для всех схем №1-4 равен 6-8

4.18. Вычисляем остальные геометрические размеры проточной части:

Расстояние до второго ряда отверстий в сопле:

$$D_1 = 0,667 \cdot d_{рк} = 0,667 \cdot 37,5 = 25 \text{ мм} \quad (5.57)$$

Длина прямого участка консоидального сопла:

$$a = 0,667 \cdot d_0 = 0,667 \cdot 5,56 = 3,71 \text{ мм} \quad (5.58)$$

Входной диаметр консоидального сопла:

$$D_0 = 0,3 \cdot d_{рк} = 0,3 \cdot 37,5 = 11,25 \text{ мм} \quad (5.59)$$

Расстояние от сопла до камеры смешения

$$l_{соп0} = 4 \cdot d_{рк} = 4 \cdot 37,5 = 150 \text{ мм} \quad (5.60)$$

Длина камеры смешения

$$l_{кс} = 31 \cdot d_{рк} = 31 \cdot 37,5 = 1162,57 \text{ мм} \quad (5.61)$$

Цилиндрический участок (после камеры смешения и конфузорного участка) и конфузорный участок для данной схемы №3 не предусмотрены из соотношений параметров, представленных в таблице 5.14.

Длина диффузорного участка

$$l_{диф} = \frac{2d_{рк} - d_{цу}}{2tg(\gamma_{диф}/2)} = \frac{2 \cdot 37,5 - 37,5}{2tg(7/2)} = 50,1 \text{ мм} \quad (5.62)$$

Таким образом, параметры проточной части эжекторов следующие  $d_0 = d_c = 5,56 \text{ мм}$ ,  $(d_{кс}/d_c) = 6,75$ ,  $d_{рк} = d_{кс} = 37,5 \text{ мм}$ ,  $l = l_{соп0} = 150 \text{ мм}$ ,  $L_{кс} = 1162,57 \text{ мм}$ , угол раскрытия диффузора эжектора  $7^\circ$ ,  $D_1 = 25 \text{ мм}$ ,  $a = 3,71 \text{ мм}$ ,  $D_0 = 11,25 \text{ мм}$ ,  $l_{диф} = 50,1 \text{ мм}$ .

4.19. Давление на входе  $P_{вх}$  в дожимные насосы будет равно давлению смеси  $P_{см}$  на выходе эжекторов, рассчитанному в п.4.15:

$$P_{вх} = \Delta P_{см} (Q_{г.пр}) = 5,64 \text{ МПа} \quad (5.63)$$

4.20. Определим расход газа  $Q_{з.вх}$  в условиях входа в насос, если на один эжектор приходится два насоса ( $k=2$ ).

$$Q_{з.вх} = \frac{Q_{з.см} P_{см}}{P_{вх}} = \frac{444 \cdot 300}{4 \cdot 2} \cdot 0,1 = 984,18 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.64)$$

4.21. Рассчитываем газосодержание смеси на входе в насосы  $\beta_{\text{вх}}$ , по формуле:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{Г.ВХ}}}{Q_{\text{Г.ВХ}} + Q_{\text{В}}} = \frac{984,18}{984,18 + 1343,75} = 0,423 \text{ или } 42,3\% \quad (5.65)$$

Осуществить задачу нагнетания водогазовой смеси с высокой концентрацией газа типичным центробежным насосом не удастся, требуется применение мультифазных насосов (МФН), показывающих лучшую эффективность при высоких значениях газосодержания на входе в насос  $\beta_{\text{вх}}$ .

Таким образом, основные параметры работы одного МФН:  $P_{\text{вх}} = 5,64$  МПа,  $\beta_{\text{вх}} = 0,423$ ,  $Q_{\text{в}} = 1343,75 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{вых}} = 20,6$  МПа.

4.22. Выбираем МФН установку из каталога ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» <https://www.vniibt-bi.ru>, изготовление которых возможно с давлением на выходе до 15 МПа.

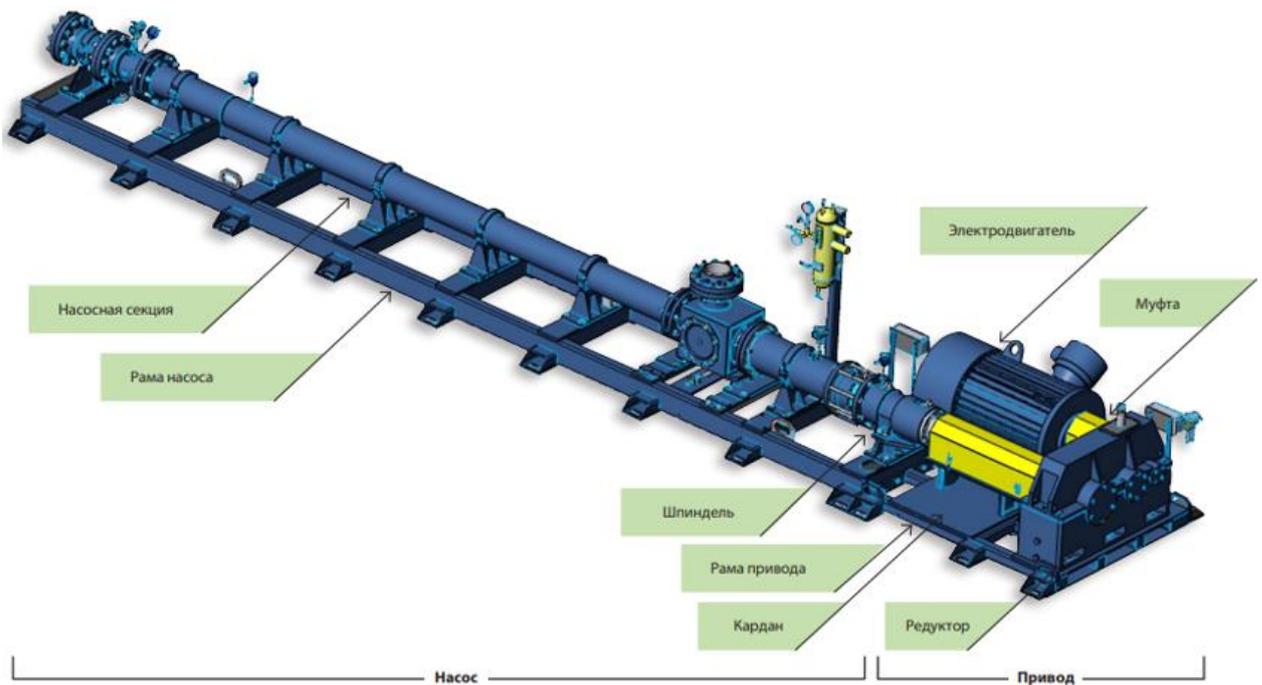


Рисунок 5.7– Базовая конструкция насосных установок ООО «ВНИИБТ» с мощностью 90-315 кВт

С учетом расхода водогазовой смеси выбраны МФН установки У1НВ2-240.2Т.3.04.1700. В таблице 5.15 приведены технические характеристики выбранных насосных установок.

Таблица 5.15 – Основные характеристики выбранных мультифазных насосных установок

Тип насоса	У1НВ2-240.2Т.3.04.1700
Габарит, мм	240
Длина x Ширина x Высота, мм	10500x1970x2000
Масса, кг	7500
Подача, м <sup>3</sup> / сутки	400-2200
Перепад давления (Макс. давление на выходе), МПа	15
Мощность, кВт	160

### 5.3 Определение параметров технологической схемы насосно-эжекторной системы при низких расходах выхлопных газов

Для электрогенерирующих установок меньшей мощности, например, для установки с газовой турбиной «Таурус-603-7001» с номинальной мощностью 5,2 кВт суточный расход выхлопных газов составляет около 78,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Приняв начальное давление выхлопных газов равным 0,4 МПа, расход воды 5625 м<sup>3</sup>/сут, плотностью выхлопных газов 0,982 кг/м<sup>3</sup> был произведен расчет параметров насосно-эжекторной системы и определены характеристики проточных частей эжекторов на основе методики описанной в [52].

Для газо-водяного фактора при данном расходе выхлопных газов 43,56 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> необходимое давление нагнетания на выходе из насосно-эжекторной системы составляет 17,9 МПа.

Краткая характеристика многоступенчатых электроцентробежных насосов [31] приведена в таблице 5.16.

Таблица 5.16 – Характеристика многоступенчатых электроцентробежных насосов

№	Типоразмер насоса	Давление на входе	Давление на выходе	Развиваемое давление	Напор, м	Число ступеней, шт	Мощность
		$P_{вх}$ , МПа	$P_{вых}$ , МПа	$P_n$ , МПа			$N_{н.в}$ , кВт
Насос 9	ЭЦН8-2500Э	2,52	11	8,48	764	59	326,2
Насос 12	ЭЦН8-1600Э	2,52	10,52	8	735	48	194,2
Насос 15	ЭЦН8-2000Э	5,48	17,9	12,42	1525	110	377,5

Для выбора проточной части струйного аппарата и расчета работы системы были определены коэффициенты инжекции в условиях входа в струйный аппарат. По номограммам [82] определялись относительные безразмерные перепады давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$ , создаваемые эжекторами, и оптимальные отношения диаметра камеры смешения  $d_{кс}$  к диаметру сопла  $d_c$  жидкостно-газового эжектора.

Краткая характеристика эжекторов приведена в таблице 5.17.

Таблица 5.17 – Характеристика жидкостно-газовых эжекторов

№ эжектора	Коэффициент инжекции	Относительный безразмерный перепад давления	Оптимальное соотношение диаметров	Диаметр сопла	Диаметр камеры смешения	Расстояние от сопла до входа в камеру смешения	Оптимальная длина камеры смешения
	$U_{г.пр}$	$\Delta P_c/\Delta P_p$	$d_{кс}/d_c$	$d_c$ , мм	$d_{кс}$ , мм	$l$ , мм	$L_{кс. опт}$ , мм
3	4,56	0,2	2,3	17,67	40,64	60,96	1580
4	4,56	0,2	2,3	20,83	47,9	71,85	1862
14	1,73	0,37	1,54	18,96	29,2	43,8	637

Таким образом, для электрогенерирующих установок меньшей мощности возможна закачка выхлопных газов в составе водогазовой смеси с помощью схемы насосно-эжекторной системы, представленной на рисунке 5.8 [52].

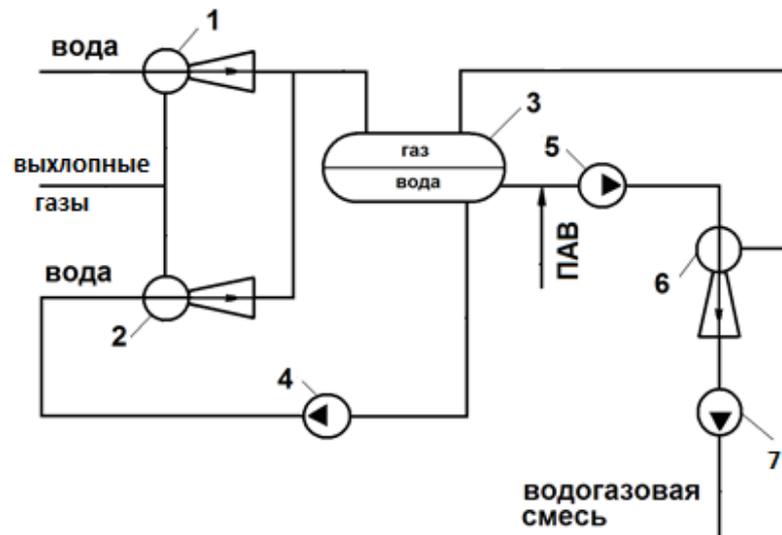


Рисунок 5.8 – Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для утилизации выхлопных газов (для низкого расхода):

1, 2 – эжекторы первой ступени сжатия, 3 – водогазовый сепаратор, 4 – насос для привода эжектора 2, 5 – насос второй ступени сжатия системы, 6 – эжектор второй ступени сжатия, 7 – многоступенчатый центробежный насос

Данная схема работает следующим образом. Вода под давлением от кустовой насосной станции (КНС) поступает в сопло эжектора первой ступени сжатия 1, который откачивает часть выхлопных газов низкого давления. Водогазовая смесь с повышенным давлением направляется в водогазовый сепаратор 3, где происходит её разделение.

Далее часть воды из сепаратора 3 идет на прием насоса 4, приводящего в действие второй эжектор 2 первой ступени сжатия, откачивающий остальной выхлопной газ низкого давления. После эжектора 2 водогазовая смесь направляется в водогазовый сепаратор 3. Два эжектора в первой ступени сжатия необходимы для того, чтобы обеспечить откачку газа при большом значении расхода.

Другая часть воды из сепаратора 3 поступает на вход насоса 5. Насос 5 нагнетает воду, в которую при необходимости подается пенообразующий ПАВ для поддержания стабильности мелкодисперсной водогазовой смеси, в сопло эжектора 6 второй ступени сжатия. Эжектор 6 откачивает выхлопной

газ из водогазового сепаратора 3 и подает водогазовую смесь на прием насоса 7 третьей ступени системы. Насос 7 дожимает смесь до необходимого давления нагнетания и далее нагнетает смесь по водоводу на водораспределительный пункт и в нагнетательные скважины.

Количество насосно-эжекторных систем на месторождении регулируется в зависимости от необходимого объема газа для закачки и условий системы поддержания пластового давления конкретного участка месторождения.

#### **5.4 Выводы по пятой главе**

1. Установлены перспективы использования в качестве источника выхлопных газов газопоршневой электростанции Новопортовского и газотурбинная электростанция Восточно-Мессояхского месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе в арктической климатической зоне, а также газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения (ГТЭС Ванкорская), находящейся на Крайнем Севере Красноярского края в Туруханском районе, в качестве источника инжектируемого газа при реализации водогазового воздействия на пласт.

2. Проведен расчет требуемого давления нагнетания и параметров насосно-эжекторной системы при высоком расходе выхлопных газов на примере участка N Ванкорского месторождения, находящегося в Арктическом регионе, а также расчет требуемого давления нагнетания и параметров насосно-эжекторных систем для низкого расхода выхлопных газов от установки с газовой турбиной «Таурус-603-7001».

3. Разработана промышленная технологическая схема насосно-эжекторной системы для создания водогазовой смеси с использованием в качестве газа выхлопных газов от электрогенерирующей установки при их

высоком расходе под условия участка N Ванкорского месторождения, расположенного в Арктическом регионе, включающая в себя параллельно установленные жидкостно-газовые эжекторы и дожимные мультифазные насосные установки.

4. Предложена технологическая схема насосно-эжекторной системы для создания водогазовой смеси с использованием в качестве газа выхлопных газов от электрогенерирующей установки при их низком расходе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации проведено исследование возможности закачки водогазовой смеси с использованием выхлопных газов в качестве инжектируемой среды при помощи насосно-эжекторных систем.

Применение попутного нефтяного газа для генерации энергии на газопоршневых, газотурбинных установках, а также работа дизельных и бензиновых установок, сопровождается выделением большого количества выхлопных газов.

1. Рассмотрены ряд проектов, доказывающих целесообразность закачки выхлопных (дымовых) газов в пласт от различных объектов (заводов, газопоршневых электрогенерирующих, котельных установок, бензиновых двигателей и др.), расположенных вблизи месторождений для увеличения извлечения из продуктивных пластов как легкой маловязкой, так и тяжелой высоковязкой нефти.

2. Проведены исследования характеристик жидкостно-газового эжектора при изменяющемся расходе газа и установлена возможность адаптации работы насосно-эжекторных систем к изменениям расхода откачиваемого газа за счет изменения рабочего давления и расхода жидкости через сопло. При изменении расхода инжектируемого газа более чем в 4-5 раз для успешного изменения работы насосно-эжекторной системы предлагается частотное регулирование вращения вала насоса, которое также может быть дополнено методом периодической кратковременной эксплуатации.

3. Разработана схема стенда насосно-эжекторных систем для нагнетания водогазовых смесей с использованием выхлопных газов от реального источника – двигателя внутреннего сгорания, что позволяет провести исследования характеристик жидкостно-газовых эжекторов при инжектировании выхлопных газов. Установленный теплообменник в разработанной схеме стенда применяется для охлаждения выхлопных газов до температуры близкой к температуре рабочего потока, что также позволяет

сохранить работоспособность контрольно-измерительных приборов, рабочая температура, которых как правило не превышает 50 °С. Для снижения негативных последствий парниковых газов на персонал, работающий в закрытом лабораторном помещении, реализована вытяжная система, предназначенная для отвода выхлопных газов, выделяющихся в результате сгорания, происходящего внутри двигателя.

4. Проведены исследования по влиянию длины камеры смешения на напорно-энергетические характеристики эжектора при инжекции выхлопных газов. Установлено, что характеристики эжекторов зависят как от диаметра сопла, так и от длины камеры смешения и существует длина камеры смешения, при которой происходит снижение напорно-энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора.

5. Проведены исследования по сравнению характеристик жидкостно-газовых эжекторов при инжекции воздуха и выхлопных газов при атмосферном давлении. Установлено, что при одинаковых условиях работы характеристики эжекторов (относительный перепад давления, КПД и коэффициенты инжекции) наилучшие при закачке выхлопные газов по сравнению с воздухом.

6. Установлено при сравнении результатов, полученных при инжекции воздуха, что наличие в выхлопных газах 10,9% CO, 4,8% CO<sub>2</sub>, способствовало увеличению значения максимального коэффициента полезного действия  $KПД_{max}$  жидкостно-газового эжектора на 2-5%, а значению оптимального коэффициента инжекции  $U_{пр.опт}$  – на 2-12%.

7. Проведен расчет требуемого давления нагнетания водогазовой смеси, а также параметров работы жидкостно-газовых эжекторов и дожимных насосных установок при высоком расходе выхлопных газов для условий участка N Ванкорского месторождения, находящегося в Арктическом регионе, а также расчет требуемого давления нагнетания и параметров насосно-эжекторных систем для низкого расхода выхлопных газов.

8. Разработана промышленная технологическая схема насосно-эжекторной системы для создания водогазовой смеси с использованием в качестве газа выхлопных газов от электрогенерирующей установки при их высоком расходе под условия участка N Ванкорского месторождения, расположенного в Арктическом регионе, а также предложена технологическая схема насосно-эжекторной системы для создания водогазовой смеси с использованием в качестве газа выхлопных газов от электрогенерирующей установки при их низком расходе.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абуталипов У.М. Исследование конструктивных и технологических параметров водогазового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа / У.М. Абуталипов, А.Н. Китабов, П.К. Есипов, А.В. Иванов // Экспозиция нефть газ. 2017. № 4 (57). С. 54-58.
2. Алексеев Д.Л., Владимиров И.В., Вафин Р.В. Повышение эффективности вытеснения нефти из неоднородных коллекторов нестационарным водогазовым воздействием // Интервал. 2007. № 2. С. 5-10.
3. Аллахвердиева А.Г., Борисов Ю.П., Гордеев Ю.М. Вытеснение нефти повышенной вязкости водогазовой смесью / Нефтепромышленное дело. 1979, №3. С. 18-19.
4. Амелин И.Д., Палий А.О. Вытеснение нефти из пластов газообразными продуктами горения // Тем. науч.-тех. обзоры. Сер. Нефтепромышленное дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977 г. – 49 с.
5. Амиян А.В. Освоение нефтяных и газовых скважин пенами. – М.: ВНИИОЭНГ, обзорная инф., сер. «Нефтепромышленное дело», 1977. – 44 с.
6. Апасов Т.К. Использование устьевого эжектора для утилизации попутного газа на Южно-Охтеурском месторождении / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Фундаментальные исследования. 2016. № 1(1). С. 13-17.
7. Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. С. 72-74.
8. Афанасьев С.В., Волков В.А. Переработка выхлопных газов как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 1 (109). С. 52-55.
9. Афонин Д.Г., Левагин С.А., Морозовский Н.А. и [и др.] Системный подход к ранжированию потенциальных объектов для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи// Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 69-75. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-69-75.

10. Баулин К.К. Исследование работы эжектора // Сб. статей по промышленной аэродинамике и вентиляторостроению. Труды ЦАГИ. 1935. вып. 211. С. 34-39.
11. Берман Л.Д. К расчету струйных аппаратов (эжекторов и гидроэлеваторов) // Вестник инженеров и техников, 1938. № 2. С.12-16.
12. Берман Л.Д., Ефимочкин Г.И. Характеристики и расчет низконапорных водоструйных эжекторов // Теплоэнергетика, 1966. № 6. С. 89-92.
13. Богданов А.А., Помазкова З.С. Струйные аппараты для промывки песчаных пробок в скважинах. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 84 с.
14. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментов исследований по определению эффективности применения газового водогазового воздействия на пласты / Нефтепромысловое дело. 1995, № 8-10. С. 54-59.
15. Ванчугов И. М. Получение СПГ как метода утилизации ПНГ / И.М. Ванчугов, К. С. Резанов, С. М. Ватузов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2(134). С. 70-75.
16. Вафин Р.В. Основы извлечения вязких недонасыщенных газом нефтей из карбонатных коллекторов водогазовым воздействием на пласт. – Автореф. дисс. ... докт. техн. наук. – Уфа, 2009. – 43 с.
17. Вафин Р.В. Повышение эффективности технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении // Нефтепромысловое дело, 2008, № 2. С. 33-35.
18. Вербицкий В.С. Разработка технологии применения погружных насосных и насосно-эжекторных систем для эксплуатации скважин и повышения нефтеотдачи: дис. кандидата технических наук. – М., 2004. – 220 с.
19. Гарифуллина Ч.А. и др. Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи / Ч. А. Гарифуллина, Т. Ф. Халиуллин, И. М. Индрупский [и др.] // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 149-163. DOI 10.18599/grs.2022.3.13.

20. Гончаров В.Н. Теория эжектора. Новочеркасск: Изв. Донецкого политехнич. ин-та, 1930. Т.14. С. 14-18.
21. Горбылева Я. А. Применение технологии водогазового воздействия для утилизации выхлопных газов и снижения выбросов CO<sub>2</sub> / Я. А. Горбылева, Х. Тчаро // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2022. № S2. С. 28-36. DOI 10.5510/OGP2022SI200739.
22. Горбылева Я.А. Использование выхлопных газов двигателей электрогенерирующих установок при нагнетании водогазовых смесей // Материалы XVIII всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов. Санкт-Петербург, 15-17 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. С. 51. ISBN 978- 5-94211-906-5.
23. Горбылева Я.А. Исследование применения насосно-эжекторных систем с инъекцией выхлопных газов для повышения нефтегазоотдачи / Я. А. Горбылева // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем : материалы IV Международной научно-практической конференции, Москва, 22–23 сентября 2022 года. – пос. Развилка: Общество с ограниченной ответственностью "Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ", 2022. С. 33.
24. Горбылева Я.А. Исследование утилизации выхлопных газов жидкостно-газовым эжектором для повышения нефтеотдачи при водогазовом воздействии на пласт / Я. А. Горбылева // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 20–21 октября 2022 года. – Москва: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2022. С. 123-125.
25. Горбылева Я.А. О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти // Вестник евразийской науки. 2021. Т.13. № 4. С. 1-11.

26. Горбылева Я.А. Перспективы использования выхлопных газов для увеличения нефтеотдачи и снижения углеродного следа / Я. А. Горбылева // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. Том 5. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. С. 146-149.
27. Горбылева Я.А. Применение погружных установок электро-плунжерного насоса для эксплуатации малодебитных нефтяных скважин / Я. А. Горбылева // Нефть и газ: технологии и инновации : Материалы Национальной научно-практической конференции. В 3-х томах, Тюмень, 19–20 ноября 2020 года / Отв. редактор Н.В. Гумерова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. С. 123-125.
28. Горбылева Я.А. Технология водогазового воздействия с использованием выхлопных газов от электрогенерирующих установок на месторождениях Арктики // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1(121) С. 94-97.
29. Горбылева Я.А. Экспериментальные исследования влияния длины камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов для реализации водогазового воздействия на пласт / Я. А. Горбылева, Х. Тчаро // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. Научно-исследовательский проектный институт нефти и газа "НефтеГаз". 2023. С. 144-155
30. Городивский А.В., Рошак И.И. Утилизация сероводородосодержащего нефтяного газа насосно-эжекторной установкой // Нефтяное хозяйство. 1989. № 7. С. 67–68.
31. ГОСТ 6134-2007. Насосы динамические. Методы испытаний. М.: Стандартинформ, 2008. – 101 с.
32. ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001. Установки газотурбинные. [Электронный документ]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200029481>.

33. Грайфер В. И., Дарищев В.И., Ахмадейшин А.И., Бугаев К.А. Результаты апробации и перспективы внедрения технико-технологического комплекса термогазового и водогазового воздействия для разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях импортозамещения // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 4. С. 32-34.
34. Гумерский Х.Х. Особенности эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: дис. канд. тех. наук. – М., 1997. – 149 с.
35. Гуревич Г.Р., Зазовский А.Ф. Математическое моделирование процесса вытеснения нефти дымовым газом // Известия высших учебных заведений «Нефть и газ». 1987 г. №1. С. 35 -37.
36. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Сурнова Т.М., Харитоновна Г.А. Регулирование водогазового воздействия на пласт// Нефтяное хозяйство, 1990, №6, с. 49-52.
37. Дарищев В. И., Ахмадейшин И.А., Дедечко В.А. [и др.]. Компьютерное моделирование процесса водогазового воздействия на опытном участке пласта Ач 3 Восточно-Перевального месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7(46). С. 20-24.
38. Дарищев В.И., Палий А.П., Ахмадейшин И.А., Васильев Е.А. Эффективность водогазового воздействия на Мензелинском месторождении // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан, Альметьевск, 28–29 октября 2016 года / Альметьевский государственный нефтяной институт. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2016. С. 370-372.
39. Дарищев В.И., Харланов С.А., Бабинец Ю.И. и [и др.] Опытные промышленные работы по использованию углекислого газа для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 2(255). С. 29-34.

40. Дарищев В.И., Харланов С.А., Бабинец Ю.И. [и др.] Реализация технологии закачки CO<sub>2</sub> «Huff & puff» как метода интенсификации добычи высоковязкой нефти // Сборник научных трудов специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – Сыктывкар: ООО "Коми республиканская типография", 2022. С. 224-233.
41. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / Отчет Центра энергетики Московской школы управления Сколково [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Decarbonization\\_of\\_oil\\_and\\_gas\\_RU\\_22032021.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf). – Дата обращения: 30.12.2021.
42. Демьянова Л.А. Теоретические и экспериментальные исследования работы струйных аппаратов на газожидкостных смесях: дис. канд. тех. наук. – М., 1999. – 175 с.
43. Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. М.: Недра, 1990. – 174 с.
44. Донец К.Г., Рошак И.И., Городивский А.В. Определение основных параметров насосно-эжекторной установки для компримирования нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. 1979. № 11. С. 41–43.
45. Донец К.Г., Рошак И.И., Городивский А.В. Утилизация нефтяного газа с помощью насосно-эжекторной установки в НГДУ «Кинельнефть» // Нефтяное хозяйство. 1979. № 7. С. 42–44.
46. Дроздов А.Н. Влияние температуры рабочей жидкости на добычу высоковязкой нефти гидроструйными насосными установками / А. Н. Дроздов, К. И. Чернышов, Н. И. Шинков, Я. А. Горбылева, Е. И. Горелкина, И. М. Нарожный // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 87-91. DOI 10.24887/0028-2448-2020-8-87-91.
47. Дроздов А.Н. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин / А. Н. Дроздов, Ж. Б.

Мугишо, Е. И. Горелкина, Я. А. Горбылева, В. Б. Лудупов, В. Д. Волков // Территория Нефтегаз. 2021. № 1-2. С. 56-62.

48. Дроздов А.Н. О возможности применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота / А.Н Дроздов., В.Н. Калинин, К.Е. Соловьева [и др.] // Нефтяная провинция. 2020. № 3(23). С. 153-163. DOI 10.25689/NP.2020.3.153-163.

49. Дроздов А.Н. Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении / А. Н. Дроздов, Н. А. Дроздов // Территория Нефтегаз. 2017. № 10. С. 56-60.

50. Дроздов А.Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения / Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 100-104.

51. Дроздов А.Н. Разработка, исследование и результаты промышленного использования погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти: дис. док. тех. наук. – М., 1998. – 423 с.

52. Дроздов А.Н. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов / М.: РУДН. 2019. –160 с.

53. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. – М.: МАКС пресс, 2008. – 312 с.

54. Дроздов А.Н. Утилизация нефтяного газа с использованием существующей инфраструктуры промыслов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 74-77.

55. Дроздов А.Н. Утилизация ПНГ на Самодуровском месторождении: долгая и извилистая дорога к внедрению / Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 6. С. 52-55.

56. Дроздов А.Н., Горбылева Я.А. Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа / А.Н. Дроздов, Я.А. Горбылева // Записки Горного института. 2019. Т.238. С. 415-422. DOI:10.31897/PMI.2019.4.415

57. Дроздов А.Н., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И., Дроздов Н.А. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора / А. Н. Дроздов, Я. А. Горбылева, Е. И. Горелкина, Н. А. Дроздов // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2019. Т. 20. № 3. С. 254-260. DOI 10.22363/2312-8143-2019-20-3-254-260.
58. Дроздов А.Н., Демьянова Л.А. Исследование процесса эжектирования струйного аппарата при истечении через сопло газожидкостной смеси // Нефтепромысловое дело. 1995. №3. С. 12.
59. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Влияние минерализации рабочей жидкости на характеристики жидкостно-газовых эжекторов / А.Н. Дроздов, Н. А. Дроздов, Я. А. Горбылева, Е. И. Горелкина // Бурение и нефть. 2019. № 7-8. С. 42-45.
60. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле / А. Н. Дроздов, Н. А. Дроздов, Я. А. Горбылева, Е. И. Горелкина. – Москва: Спутник+, 2020. – 391 с.
61. Дроздов Н.А. Насосно-эжекторные системы для водогазового воздействия на пласт. – Lambert Academic Publishing. 2014. – 172 с.
62. Евразийский патент на изобретение №042538. Способ для эксплуатации малодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин / А. Дроздов, Ж.Б. Мугишо, Е. Горелкина [и др.] ; заявитель Российский университет дружбы народов им. П. Лумумбы: №2020000136 заявл. 18.12.2020, опубл. 27.02. 2023. Бюл. №2. – 5 с.: ил.
63. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: дис. канд. техн. наук. – М., 2006. – 169 с.
64. Елисеев В.Н. Проектирование жидкоструйных компрессоров с регулируемым приводом // Строительство нефтяных и газовых скважин. на суше и море. 1996. №5-6. С. 24-30.

65. Елисеев В.Н. Разработка и исследование жидкоструйной компрессорной установки с регулируемым приводом: дис. канд. тех. наук. – М., 1998. – 164 с.
66. Елисеев В.Н., Сазонов Р.В. Расчет рабочих характеристик жидкоструйного компрессора с учетом параметров силового насоса. приводом // Строительство нефтяных и газовых скважин. на суше и море. 1996. №5-6. С. 22-24.
67. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996 г. №11. С. 45-50.
68. Еске Г.А., Волик А.И. Исследование влияния закачки выхлопных газов на коэффициент извлечения конденсата // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 2. С. 94-99.
69. Закиров С.Н. Водогазовое воздействие на Новогоднем месторождении / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, В.В. Левочкин, Р.Н. Фахретдинов, С.С. Остапчук // Нефтяное хозяйство. 2006. №12. С. 40-43.
70. Зарипов М.С. Совершенствование технологии водогазового воздействия, подготовки и закачки рабочих агентов в пласт. – Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2006. – 24 с.
71. Зацепин В.В., Черников Е.В. Некоторые вопросы реализации водогазового воздействия на Восточно-Перевальном месторождении // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 44-47.
72. Иванишин В.С., Карнаушевская Ж.И., Лискевич Е.И. Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении // Нефтяное хозяйство. 1975. № 2. С. 35-38.
73. Кабдешева Ж.Е. Разработка технологий эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами: дис. канд. тех. наук. – М., 2003. – 171 с.
74. Каменев П.Н. Смещение потоков – М.: ГОНТИ, 1936. – 215 с.
75. Карпов В.Б. Экспериментальное исследование гистерезиса фазовых проницаемостей при водогазовом воздействии в условиях Восточно-

Перевального месторождения / В.Б Карпов., В.И. Дарищев, И.А. Ахмадейшин и др. // Нефтяное хозяйство. 2015. № 7. С. 100-103.

76. Касилов В.Ф. Справочное пособие по гидрогазодинамике для теплоэнергетиков. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 272 с.

77. Кибаленко И.А. Эффективность применения водогазового воздействия в глиносодержащих нефтяных коллекторах : диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.06. - Москва, 1993. – 121 с. : ил.

78. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 24-27.

79. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми нетрадиционными запасами нефти. – Автореф. дис. ... докт. техн. наук. – М., 2010. – 46 с.

80. Кореннов Б.Е. Исследование водовоздушных эжекторов с удлиненной цилиндрической камерой смешения. Автореферат дисс... к.т.н. М., ВТИ, 1980. – 23 с.

81. Костин Н. В. Техника безопасности работы в химических лабораториях / Н. В. Костин. – Москва: Издательство Московского университета, 1966. – 351 с.

82. Красильников И.А. Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем: дис. канд. тех. наук – М., 2010. – 146 с.

83. Крючков В.И. Применение водогазовых систем на основе нефтяного газа для увеличения нефтеизвлечения. Дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2002. – 193 с.

84. Кузьмичев Н.Д. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования // Территория НЕФТЕГАЗ. 2005. № 6. С. 22-36.

85. Куликов В.В. Расчет коэффициентов полезного действия скважинных нефтяных насосов и установок центробежного и струйного принципов действия // Бурение и нефть. 2008. № 1. С. 30-32.
86. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика. – М.: Гостехиздат. 1959. – 700 с.
87. Лисин Ю.В. Универсальные характеристики жидкостно-газовых эжекторов / Лисин Ю.В., Коршак А.А., Голофаст С.Л. // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 102-104.
88. Лихачева Н.В. Захоронение парниковых газов в геологических ловушках с целью интенсификации добычи нефти и газа/ Лихачева Н.В., Христофоров Д.О., Хлебникова Т.Д., Глазков А.С., Хамидуллина И.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 6 (128). С. 116-124.
89. Лысенко В.Д. Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа // Нефтепромысловое дело. 2007. № 2. С. 4-9.
90. Лысенко В.Д. Сравнение разработки нефтяных пластов при закачке газа, заводнении и газовом заводнении / Нефтепромысловое дело. 2002. №12. С. 8-14.
91. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки – Л.: Машиностроение, 1988. – 256 с.
92. Мамлеев Р.Ш., Прокошев Н.А. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 1979. №3. С. 32-34.
93. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе. – М.: МАКС пресс, 2009. – 344 с.
94. Марьенко В.П., Мищенко И.Т., Миронов С.Д., Цепляев Ю.А. Применение струйных насосов для подъема жидкости из скважин // Марьенко В.П., Мищенко И.Т., Миронов С.Д., Цепляев Ю.А. – М.: Обзор. информ. ВНИИОЭНГ, 1986. вып. 14 (21). – 56 с.

95. Марьенко В.П. Разработка способа эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: дис. канд. тех. наук. – М., 1986. – 208 с.
96. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения (утв. Министерством энергетики РФ 12 апреля 2018 г.). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293725/4293725381.pdf> (дата обращения 20.06.2022).
97. Мигунова С.В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мигунова Светлана Владимировна. – Тюмень, 2009. – 171 с.
98. Миронов С.Д. Исследование процесса подъема жидкости из нефтяных скважин струйными насосами: дис. канд. техн. наук. – Москва, 1980. – 175с.
99. Мишин А.С. Термические и нетермические методы добычи трудноизвлекаемой вязкой нефти пластов Сенманского горизонта : дисс.. канд. тех. наук – Москва, 2019. – 150 с.: ил
100. Мищенко И.Т. Теория и практика механизированной эксплуатации скважин с вязкими и многофазными флюидами: дис. док. тех. – М., 1984. – 489 с.
101. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х, Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти / Под ред. Мищенко И.Т. – М.: нефть и газ, 1996. – 150 с.
102. Мищенко И.Т., Миронов С.Д. Влияние свободного газа на работу струйного аппарата // ВНИИОЭНГ. 1980. дел. рукописи №7(105). – 82 с.
103. Мищенко И.Т., Миронов С.Д. Исследование работы струйного аппарата при откачке сверхвязкой нефти. – М.: Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1983. вып. 165. – 65 с.

104. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении// Нефтепромысловое дело. 2004. № 6. С. 23-31.
105. Нефтегазовый Клондайк Арктики / Информационный ресурс Центральное диспетчерское управление Топливо-энергетического комплекса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2018/12/545/](http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/). – Дата обращения: 30.12.2021.
106. Осичева Л.В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: Автореф. дис... канд. техн. наук / Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. М., 2004. – 21 с.
107. Отчет НИОКТР «Исследование термохимических процессов горения природного газа в газотурбинной установке. Разработка экспериментального макета, исследование рабочих параметров» / В.А. Астапенко, 2015. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rosrid.ru/nioktr/detail/2ZTbW00KQСxK15JGyw2cLb00> (дата обращения 20.07.2019)
108. Палий А.О., Амелин И.Д. Закачка газа в пласт с целью увеличения нефтеотдачи // Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело ВНИИОЭНГ. 1978. – 51 с.
109. Патент № 2542059 С2 Российская Федерация, МПК E21B 43/18. Способ увеличения нефтеотдачи пластов путем нагнетания водогазовой смеси / Н. М. Николаев, В. И. Кокорев, В. Б. Карпов и др.; заявитель Открытое акционерное общество "Российская инновационная топливно-энергетическая компания (ОАО "РИТЭК"): № 2013124942/03: заявл. 29.05.2013; опубл. 20.02.2015, Бюл. № 5. – 7 с.: ил.
110. Патент № 2764128 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/26, E21B 7/04, E21B 43/24. Способ разработки проницаемых верхнеюрских отложений с использованием горизонтальных скважин с МСГРП и поддержания пластового давления за счет высоконапорной закачки воздуха/ Р.Г. Нургалиев,

В.И. Дарищев, М.Г. Борисов и др.; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Российская инновационная топливно-энергетическая компания": № 2021101777: заявл. 26.01.2021: опубл. 13.01.2022, Бюл. №2. – 17 с.: ил.

111. Патент № 2784588 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/54, F04B 51/00. Стенд для исследования характеристик насосно-эжекторных систем с использованием выхлопных газов/ Я. А. Горбылева : № 2022103229 : заявл. 09.02.2022 : опубл. 28.11.2022; Бюл. №34. – 10 с.: ил.

112. Патент РФ № 2046933. МПК E21B 43/24. Способ добычи высоковязкой нефти / В.Б. Козлов, Л.М. Рузин, А.Б. Медиоланский / заявл. 01.04.1992, опубл. 27.10.1995. – 5 с.: ил.

113. Патент РФ № 2060378. МПК E21B 43/24. Способ разработки нефтяного пласта / А.К. Шевченко / заявл. 06.04.1993, опубл. 20.05.1996. – 20 с.: ил.

114. Патент РФ № 2338060. МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяных месторождений / В.И. Грайфер, Р.А. Максutow, В.И. Кокорев [и др.] / заявл. 17.01.2007, опубл. 10.11.2008. Бюл. №31. – 8 с.: ил.

115. Пияков Г.Н., Яковлев А.П., Кудашев Р.И., Долматов В.Л. Экспериментальные исследования водогазового воздействия / Нефтяное хозяйство. 1991. №8. С.29-30.

116. Поваров И.А., Казанков А.В. Влияние соотношения рабочих агентов на эффективность вытеснения нефти водой и газом // Нефтяное хозяйство. 1977. №4. С. 35-38.

117. Поваров И.А., Ковалев А.Г., Кудинов В.И., Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа // Нефтяное хозяйство. 1973. №12. С. 25-28.

118. Подвиз Л.Г., Кирилловский Ю.Л. Расчет струйных насосов и установок. – М.: Труды ВНИИГидромаш. 1968. вып. 38. С.44-96.

119. Подзерко А.В. Исследование и расчет струйного насоса с газожидкостной эжектируемой средой. Автореферат дисс... к.т.н. Пермь, 2000. – 22 с.
120. Помазкова Л.С. Расчет струйных насосов к установкам для нефтяных скважин. – М.: ЦБТИ, 1961 г. – 66 с.
121. Разработка технологических процессов исследования скважин на базе струйных насосов/ З. Д. Хоминец, Я. В. Шановский, Б. Н. Семкин, В. М. Задков // Нефтяное хозяйство. 1989. № 9. С. 61–62.
122. Ржаницын Н.А. Водоструйные насосы (гидроэлеваторы). – М, ГОНТИ, Ред. энергетической лит-ры. 1938. – 120 с.
123. Рошак И. И., Городивский А.В. Разработка насосно-эжекторных установок для охраны окружающей среды от продуктов сгорания нефтяных газов // Нефтяное хозяйство. 1990. № 2. С. 64–66.
124. Савенок О.В. Компьютерное моделирование технологических параметров и методов предотвращения образования гидратов / О. В. Савенок, Н. Х. Жарикова, А. Е. Верисокин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335. № 5. С. 202-218. DOI 10.18799/24131830/2024/5/4366.
125. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О. В. Савенок, А. Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 2. С. 155-170.
126. Савенок О.В. Перспективы применения водогазового воздействия с использованием CO<sub>2</sub> на карбонатном коллекторе нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири / О. В. Савенок, Я. М. Курбанов, А. Е. Верисокин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 11(371). С. 34-41. DOI 10.33285/0130-3872-2023-11(371)-34-41.
127. Сазонов Ю.А. Основы расчета и конструирования насосно-эжекторных установок. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа, 2012. – 299 с.

128. Сазонов Ю.А. Разработка струйных насосов для эксплуатации в нефтяных скважинах // Материалы научно-технической конференции «Проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа». Оренбург, ВНТО им. И.М. Губкина. 1991. С. 78-81.
129. Сазонов Ю.А. Разработка методологии проектирования насосно-эжекторных установок на основе более широкого использования численных экспериментов // Нефтяное хозяйство. 2009. №8. С. 83-85.
130. Сазонов Ю.А. Разработка методологических основ конструирования насосно-эжекторных установок для условий нефтегазовой промышленности: дис. док. тех. наук: – М., 2010 – 394 с.
131. Сазонов Ю.А. Разработка струйной техники для энергоэффективных технологий добычи нефти и газа/ Ю. А. Сазонов, М. А. Мохов, И. Т. Мищенко, А. Н. Дроздов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 12. С. 139-140.
132. Самойлов М.И., Савенок О.В. Разработка технологии борьбы с  $H_2S$  и  $CO_2$  коррозией в добывающих скважинах // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2023. № 2. С. 267-279.
133. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором. Автореф. дис... канд. техн. наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2016. – 23 с.
134. Секрет производства (ноу-хау) «Разработка экспериментальной установки по сжиганию попутного нефтяного газа, управляемой интеллектуальной системой обратной связи» / В.А. Астапенко, 2015 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rosrid.ru/rid/detail/1YdyW00KbWUi15JHDQ2cLb00> (дата обращения 20.07.2019)
135. Смолуховский М., Эйнштейн А. Броуновское движение. - Л.: ОНТИ, 1934. – 607 с.

136. Соколов Е.Я. Расчет и построение характеристик пароструйных компрессоров и водоструйных насосов с цилиндрической камерой смешения. - М., Известия ВТН. 1948. № 9. С.15-21.
137. Соколов Е.Я. Теоретическое и экспериментальное исследование водоструйных и их методика их расчета. - М., Известия ВТН. 1950. № 3. С. 22-28.
138. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты – М.: Госэнергоиздат, 1989 – 370 с.
139. Спиридонов Е.К. Теоретические основы расчета и проектирования жидкостногазовых струйных насосов. Автореферат дисс... д.т.н. Москва, 1996. – 34 с.
140. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.
141. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985, 308 с.
142. Тарасов М.Ю. Разработка и промысловые испытания технологии утилизации низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров / М.Ю. Тарасов, А.А. Зобнин, А.Б. Зырянов, В.Е. Панов, Н.И. Магомедшерифов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 2. С. 43-45.
143. Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ: дис. канд. техн. наук. – М., 2009. – 168 с.
144. Тиме Н.А. Второе исследование водоструйных приборов // Горный журнал. 1892. Т.1 (№2). С. 25-31.
145. Топольников А.С. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН / А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 134-146.

146. Фаткуллин А.А. Вытеснение нефтей азотом в условиях месторождений на больших глубинах: диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.06. - Москва, 1986. - 122 с.: ил.
147. Федоров В.В. Разработка обобщенной гидродинамической модели многофазных течений при освоении скважин с применением струйного насоса на нефтегазоконденсатных месторождениях: автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 2005. – 20 с.
148. Хасанов М.М., Семенов А.А., Пашали А.А., Хабибуллин Р.А. Подход к выбору оптимального способа эксплуатации скважин на примере Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2008. № 11. С. 46-50.
149. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В., Мишин А.С., Хамидулин И.Р. Экспериментальная оценка несмешивающегося водогазового воздействия при разработке запасов нефти в низкопроницаемых карбонатных коллекторах // Башкирский химический журнал. 2008. Т.15. №4. С. 95-101.
150. Холиков М.М. Состав выхлопных газов и способы снижения вредного воздействия отработанные газы двигателей внутреннего сгорания / М.М. Холиков, М.М. Сафаров, Д.С. Джураев // Вопросы физической и коллоидной химии : Материалы IV Международной конференции, посвященной памяти докторов химических наук, профессоров Хамида Мухсиновича Якубова и Зухуриддина Нуриддиновича Юсуфова, Душанбе, 03–04 мая 2019 года. – Душанбе: Таджикский национальный университет, 2019. – С. 202-208.
151. Цепляев Ю.А. Исследование подъема жидкости из скважин струйными насосами на нефтяных месторождениях Западной Сибири: дис. канд. тех. наук. – Тюмень, 1974 – 222 с.
152. Цепляев Ю.А. О струйном способе подъема жидкости из скважин. – Тюмень: Труды Гипротюменьнефтегаз. 1971. вып. 23. С. 22-26.
153. Цепляев Ю.А., Захарченко И.П., Каган Я.М. Применение струйных насосов для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 1987. №9. С. 34-36.

154. Чубанов О.В., Харланов С.А., Нургалиев Р.Г. Разработка и внедрение водогазовых методов повышения нефтеотдачи в ОАО «РИТЭК» // Территория НЕФТЕГАЗ. 2008. №9. С. 42-48.
155. Шувалов А.В. Опыт промышленного внедрения водогазового воздействия на Илишевском месторождении. – Тезисы докладов Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М.: ВНИИнефть, 2007, 18-19 сентября. С. 43.
156. Шувалов А.В., Самигуллин И.Ф., Сулейманов А.А. Опытно-промышленные работы в ОАО АНК «Башнефть», связанные с внедрением газового и водогазового воздействия. – Материалы VII Межрегиональной конференции «Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий», 2008, ноябрь. С. 239-241.
157. Эдер Л.В. По пути к попутному. На ухабах ПНГ / Л.В. Эдер, И.В. Проворная, И.В. Филимонова // Бурение и нефть. 2018. № 12. С. 4-14.
158. Яковлев А.П. Экспериментальное обоснование газового и водогазового воздействия на низкопроницаемые пласты Западной Сибири: диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.06. - Уфа, 1994. - 167 с.: ил.
159. Яременко О.В. Испытания насосов. – Машиностроение, Москва, 1976г. – 224 с.
160. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных пластов и освоение скважин. – Львов: Вища шк.: Изд-во при Львов. ун-те, 1982. - 150 с.
161. Яремийчук Р.С., Хоминец З.Д., Лотовский В.Н., Возный В.Р. Освоение скважин с непрерывным контролем состояния призабойной зоны // Нефтяное хозяйство. 1988. № 4. С.20-22.
162. Afzali S., Rezaei N., Zendehboudi S. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection //Fuel. 2018.227. pp. 218–246. doi:10.1016/j.fuel.2018.04.015

163. Ahmadi M.A. Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field / M.A. Ahmadi, M. Z. Hasanvand, S. Shokrolahzadeh — DOI 10.1016/j.petlm.2015.07.010 // Petroleum. 2015. vol. 1(3). pp. 217–222.
164. Alvarez C., Manrique E., Alvarado V., Saman A., Surguchev L., and T. Eilertsen. WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake. Paper presented at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, October 2001. doi: <https://doi.org/10.2118/72099-MS>
165. Anada H.R., Watts R.J. State of the art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery // Final report for the U.S. Department of Energy DOE/MC/08333-2. 1980. p. 122.
166. Awan A.R., Teigland R., Kleppe J. A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005 // SPE Reserv Eval Eng. 2008. 11(3). pp. 497–512.
167. Baojun F., Xingjia D. and Yu Cai. "Pilot Test of Water Alternating Gas Injection in Heterogeneous Thick Reservoir of Positive Rhythm Sedimentation of Daqing Oil Field." SPE Advanced Technology Series 5 (1997): 41–48. doi: <https://doi.org/10.2118/30842-PA>
168. Blaker T., Arra M.G., Skauge A., Rasmussen L., Celius H.K., Martinsen H.A., Vassenden F. Foam for Gas Mobility Control in the Snorre Field: The FAWAG Project. SPE Res Eval & Eng. 2002. V. 5. pp. 317–323. doi: <https://doi.org/10.2118/78824-PA>
169. Bunkin N.F., Drozdov A.N., Drozdov N.A., Kozlov V.A., Tuan V.M., Fouilhe V.L. Suppression of the Coalescence of Gas Bubbles in Aqueous Electrolyte Solutions: Dependence on the External Pressure and Velocity of Gas Flow through a Column with Liquid. PHYSICS OF WAVE PHENOMENA. 2017. V. 25. № 3. pp. 219-224. DOI: 10.3103/S1541308X17030098

170. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoori K. An Elektrical Submersible Jet Pump for Gassy Oil Well. *Journal of Petroleum Technology*. 1999. V. 51. №5. pp. 34-36. doi.org/10.2118/0599-0034-JPT
171. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience // *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*. 1998. doi:10.2118/39883-ms
172. Cone C. Case history of the University Block-9 (Wolfcamp) field – a gas-water injection secondary recovery project// *JPT*. 1970. XII. vol. 22. pp. 1485-1491.
173. Cunningam R.G. Jet pump Theory and Perfomance with Fluid of High Viscosity.-*Trans., ASME*. 1957. 79. pp. 1807-20.
174. Decarbonizing Energy: From A to Zero. Research report. (2020) Accenture. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.accenture.com/\\_acnmedia/PDF-135/Accenture-Decarbonizing-Energy-Full-Report-Digital-LDM.pdf](https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-135/Accenture-Decarbonizing-Energy-Full-Report-Digital-LDM.pdf)
175. Dong M. Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery / M. Dong, S. Huang. DOI 10.2118/02-09-04 // *J. Can Pet Technol*. 2002. V. 41. pp. 44–50.
176. Double Effect of Water Alternation Gas Technology// *Oil&Gas Eurasia*. 2007. №2. pp. 42-47.
177. Drozdov A.N. Application of pump-ejecting system for SWAG injection and utilization of associated gas / A. N. Drozdov, E. I. Gorelkina, Y. A. Gorbyleva, I. M. Narozhnyy // *Journal of Physics: Conference Series, Moscow, 14–16 октября 2020 года*. Moscow, 2020. P. 012040. DOI 10.1088/1742-6596/1687/1/012040.
178. Drozdov A.N. Perspectives of application of simultaneous water and gas injection for utilizing associated petroleum gas and enhancing oil recovery in the Arctic fields / A.N. Drozdov, Ya.A. Gorbyleva, N.A. Drozdov, E.I. Gorelkina // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2021. № 678 (012039). 9 p. DOI:10.1088/1755-1315/678/1/012039
179. Drozdov A.N. Stand Investigations of ESP's and Gas Separator's Characteristics on Gas-Liquid Mixtures with Different Values of Free-Gas Volume, Intake Pressure, Foaminess and Viscosity of Liquid // *SPE 134198*. Society of

- Petroleum Engineers - SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2010, ATCE 2010. Florence, Italy, 2010. p. 1816-1827. doi.org/10.2118/134198-MS
180. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Laboratory Researches of the Heavy Oil Displacement from the Russkoye Field's Core Models at the SWAG Injection and Development of Technological Schemes of Pump-Ejecting Systems for the Water-Gas Mixtures Delivering // SPE 157819. Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012 1. - Calgary, Alberta, Canada, 2012. p. 872-878. doi.org/10.2118/157819-MS
181. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Bunkin N.F., Kozlov V.A. Study of Suppression of Gas Bubbles Coalescence in the Liquid for Use in Technologies of Oil Production and Associated Gas Utilization// SPE 187741. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. Moscow, Russia, 16–18 October 2017. doi.org/10.2118/187741-MS
182. Drozdov A.N., Karabaev S.D., Olmaskhanov N.P., Mirsamiev N.A., Mugisho J.B., Gorbyleva Y.A. Bench study of high intake pressure at the suction chamber of ejector for liquid-propellant rocket engine testing// Advances in the Astronautical Sciences. 2021. 174, pp. 953-963.
183. Drozdov A.N., Karabaev S.D., Olmaskhanov N.P., Mirsamiev N.A., Mugisho J.B., Gorbyleva Y.A. A new methodology of ejector's bench research for liquid-propellant rocket engine testing// Advances in the Astronautical Sciences. 2021. 174, pp. 945-951.
184. Drozdov A.N., Karabaev S.D., Olmaskhanov N.P., Gorbyleva Y.A., Narozhnyy I.M., Gorelkina E.I. Investigation of pump-ejector systems characteristics for water alternating gas injection // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. 2021. pp. 358-367.
185. Drozdov A.N., Malyavko E.A., Alekseev Y.L., Shashel O.V. Stand Research and Analysis of Liquid-Gas Jet-Pump's Operation Characteristics for Oil and Gas Production // SPE 146638. Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Technical

Conference and Exhibition 2011, ATCE 2011. Denver, CO, USA, 2011. p. 2122-2130. doi.org/10.2118/146638-MS

186. Dyes A.B., Bensimina A., Ait Saadi A.M. and C. Khelil. Alternate Injection of HPG and Water - A Two Well Pilot // Paper presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio, Texas, October 1972. doi.org/10.2118/4082-MS

187. Fleshman R., Lekic O.H. Artificial Lift for High-Volume Production. *Oilfield Review* // Schlumberger. 2000. V. 12. N 1. pp. 49-63.

188. Fossum B. et al. Numerical simulation of hot-water and flue-gas injection under typical North Sea Reservoir conditions / B. Fossum; T. Blaker; E. Brendsdal; T. Johansen; T. Throndsen. DOI 10.2118/24168-MS // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1992.

189. Gbadamosi A.O., Kiwalabye J., Junin R. et al. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea// *J Petrol Explor Prod Technol.* 2018. 8. pp. 1373–1387. doi.org/10.1007/s13202-018-0451-6

190. Global Gas Flaring Tracker Report 2020. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://pubdocs.worldbank.org/en/503141595343850009/WB-GGFR-Report-July2020.pdf> (дата обращения 10.03.2021)

191. Global Gas Flaring Tracker Report 2021. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf> (дата обращения 15.06.2021)

192. Global Gas Flaring Tracker Report 2023. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/5d5c5c8b0f451b472e858ceb97624a18-0400072023/original/2023-Global-Gas-Flaring-Tracker-Report.pdf> (дата обращения 10.07.2023).

193. Gorbyleva Y.A. Calculation of the Pump-Ejecting Systems Characteristics for SWAG Injection Using Flue Gas / Y.A. Gorbyleva, A.N. Drozdov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Virtual, Online, 10–12 января 2022 года. Virtual, Online, 2022. P. 032086. DOI 10.1088/1755-1315/988/3/032086.
194. Gorbyleva Y.A. Flue Gas-Simultaneous Water and Gas (Flue Gas-SWAG) Injection for Enhancing Oil Recovery / Y.A. Gorbyleva // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Virtual, Online, 10–12 января 2022 года. Virtual, Online, 2022. P. 032072. DOI 10.1088/1755-1315/988/3/032072.
195. Gorbyleva Ya. The use of exhaust gases for the injection of water-gas mixtures / Ya. Gorbyleva // Oil and Gas Horizons : Abstract Book of the XIII International Youth Scientific and Practical Congress, Москва, 16–19 ноября 2021 года / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – pp. 46-47.
196. Gosline Y., O'Braien M. The water Jet Pump // University of California Publications, Engineering. 1942. Vol. 3. №3. p. 45-53.
197. Griffith J.D., Cyca L.G. Performance of South Swan Hills Miscible Flood // J Pet Technol. 1981. V. 33 pp. 1319–1326. doi.org/10.2118/8835-PA
198. Gruppig A.W., Coopes J.L.R., Groot J.G. Fundamentals of Oil Well Jet Pumping-SPE Production Engineering, February. - 1988.
199. Haidl J., Mařík K., Moucha T., Rejl F.J., Valenz L., Zednikova M. Hydraulic characteristics of liquid–gas ejector pump with a coherent liquid jet // Chemical Engineering Research and Design. 2021. 168. pp. 435–442. doi:10.1016/j.cherd.2021.02.022.
200. Han B. et al. Experimental study of combination emission gas and hot water from power plant for enhanced heavy oil recovery / B. Han, W. JunLi, M. Li, L. Liu, J. Song. // 7th International Conference on Power and Energy Systems Engineering

- (CPESE 2020) Fukuoka, Japan. Published by Elsevier Ltd. 2020. Vol. 6(9). pp. 183–188. DOI 10.1016/j.egyr.2020.11.264
201. Hill L.B., Li X., Wei N. CO<sub>2</sub>-EOR in China: A comparative review // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2020. V.103, 103173. doi:10.1016/j.ijggc.2020.103173.
202. Hite R. South Louisiana Enhanced Oil Recovery/Sequestration R&D Project Small Scale Field Tests of Geologic Reservoir Classes for Geologic Storage. United States. 2016. doi:10.2172/1332270.
203. Holloway H.D., Fitch R.A. Performance of a Miscible Flood with Alternate Gas-Water Displacement// *J Pet Technol*. 1964. 16. pp. 372–376. doi.org/10.2118/626-PA
204. Hong K.C., Stevens D.E. Water-Alternating-Steam Process Improves Project Economics at West Coalinga Field. Paper presented at the Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, June 1990. doi.org/10.2118/90-84
205. Huang E.T.S., Holm L.W. Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During CO<sub>2</sub> Flooding // *SPE Res Eng*. 1988. 3. pp. 119–129. doi.org/10.2118/15491-PA
206. Jensen T.B., Little L.D., Melvin J.D., Reinbold E.W., Jamieson D.P., Shi W. Kuparuk river unit field - the first 30 years (SPE 160127-PA). Presented at SPE annual technical and exhibition conference, San Antonio, TX, 8–10 October 2012, pp. 4247–4259.
207. Kane A.V. Performance Review of a Large-Scale CO<sub>2</sub>-WAG Enhanced Recovery Project, SACROC Unit Kelly-Snyder Field // *J Pet Technol*. 1979. V. 31. pp. 217–231. doi.org/10.2118/7091-PA
208. Li Q., Li X., Kuang D., Niu Z., Li X., Lu X., et al. Abandonment process for injection well of China's Shenhua carbon dioxide geological storage demonstration project// *Greenhouse Gases: Science and Technology*. 2017. 7(5). pp. 903–914. doi:10.1002/ghg.1688

209. Liu Y.G. et al. Improve offshore heavy oil recovery by compound stimulation technology involved thermal, gas and chemical methods / Liu Y.G., Yang H.L., Zhao L.C., Sun Y.T., Cui G.; Zhao M.G., Hu S.B., Zhong L.G. // Proceedings of the 2010 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 3–6, 2010. doi:10.4043/20907-ms
210. Nadeson G., Anua N. A. B., Singhal A., Ibrahim R. B. Water-Alternating-Gas (WAG) Pilot Implementation, A First EOR Development Project in Dulang Field, Offshore Peninsular Malaysia// Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2004. doi.org/10.2118/88499-MS.
211. Ofori A. E., Engler T. W. Effects of CO<sub>2</sub> sequestration on the petrophysical properties of an aquifer rock. Canadian Unconventional Resources Conference; Society of Petroleum Engineers: Alberta, Canada, 2011.
212. Ohkawa A., Kusabiraki D., Saki N. Effect of nozzle length on gas entrapment characteristics of vertical liquid jet // Journal of chemical engineering of Japan. 1988. 21(3). pp. 326-328. doi: 10.1252/jcej.21.326
213. Petrie H. L., Wilson P. M., Smart E. E Jet Pumping Oil Wells // World Oil (Nov. 1983, Dec. 1983, Jan. 1984, 51-56, 101-108, 111-114).
214. Pritchard D.W.L., Georgi D.T., Hemingson P., Okazawa T. Reservoir Surveillance Impacts Management, of the Judy Creek Hydrocarbon Miscible Flood// Paper presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1990. doi.org/10.2118/20228-MS
215. Quale E.A., Crapez B., Stensen J.A., Berge L.I. SWAG injection on the Siri field – an optimized injection system for less cost // SPE European petroleum conference, 24–25 October, Paris, France. Society of Petroleum Engineers. 2000. pp 1–9.
216. Righi E.F., Pascual M. Water-Alternating-Gas Pilot in the Largest Oil Field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin// SPE 108031. 2007 SPE

Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 April 2007.

217. Rivera de la Ossa J.E. , Bejarano A., Flórez A., Santos N. Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method// SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization. 2010. doi:10.2118/139715-ms

218. Rogers J.D., Grigg R.B. A Literature Analysis of the WAG Injectivity Abnormalities in the CO<sub>2</sub> Process// SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2001. 4(05). pp. 375–386. doi:10.2118/73830-pa

219. Shokoya O.S., (Raj) Mehta S.A., Moore R.G., Maini B.B., Pooladi-Darvish M., Chakma A. The Mechanism of Flue Gas Injection for Enhanced Light Oil Recovery// Journal of Energy Resources Technology. 2004. 126(2). pp. 119. doi:10.1115/1.1725170

220. Song X., Cao M., Shin W. et al. Numerical Investigation of a Liquid-Gas Ejector Used for Shipping Ballast Water Treatment// Mathematical Problems in Engineering. 2014. p. 1–7. DOI 10.1155/2014/259593

221. Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. Comparative Effectiveness of CO<sub>2</sub> Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery// SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1999. 2(03), 238–247. doi:10.2118/56857-pa

222. Stoitsits R.F., Krist G.J., Ma T.D., Rugen J.A., Kolpak M.M. and Payne R.L. Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Surface Line Impact// SPE 30645, SPE Annual Technical Conference, Oct. 1995.

223. Strakhov P.N., Markelova A.A., Gorbyleva Ya.A., Strakhova E.P. Importance of accounting macro heterogeneity of productive strata to improve efficiency of water alternating gas injection process // Eurasian Mining. 2022. No. 2(38). pp. 3-6.

224. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data/ Berge L.I., Stensen J.A., Crapez B. and Quale E.A. // SPE 75126, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.

225. Teigland R., Kleppe J. EOR Survey in the North Sea// Paper presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2006. doi.org/10.2118/99546-MS
226. Wang Z., Wang S., Li Y. et al. Design and numerical investigation of ejector for gas pres-surization. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*. 2021. Vol. 16(3). DOI: 10.1002/apj.2625.
227. Wang Z., Zhang Y., Liao H. Experimental investigation on precipitation damage during water alternating flue gas injection / Z. Wang, Y. Zhang, H. Liao // *Oil & Gas Science and Technology — Revue d'IFP Energies Nouvelles*. 2020. vol. 75, 45. pp. 13. DOI 10.2516/ogst/2020041
228. Wang Z.-H. et al. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the postwaterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou // *Petroleum Science*. 2021. vol. 18. pp. 870–882. DOI 10.1007/s12182-021-00548-z
229. Wilman J.T. Jet Pumps /// EUR 3253. 1966. 64 p. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://aei.pitt.edu/91233/1/3253.pdf>.
230. Wu Z., Liu H., Wang X. 3D Experimental Investigation on Enhanced Oil Recovery by Flue Gas Coupled with Steam in Thick Oil Reservoirs / Z. Wu, H. Liu, X. Wang // *Energy & Fuels*. 2018. vol. 32(1). pp. 279–286. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03081
231. Zhang H., Zou D., Yang X. et al. Liquid–Gas Jet Pump: A Review// *Energies*. 2022. Vol. 15. 6978. DOI: 10.3390/en15196978.
232. Zhang P., Brodie J., Daae V., Erbas D., Duncan E. BP North Sea miscible gas injection projects review // Presented at SPE offshore Europe oil and gas conference (SPE 166597), Aberdeen, 3–6 September, 2013. pp 1–11.
233. Zhang T., Tremblay P.-L. Possible Industrial Applications for Microbial Electrosynthesis From Carbon Dioxide. *Microbial Electrochemical Technology*. 2019. pp. 825–842. DOI:10.1016/b978-0-444-64052-9.00034-0

234. Zhang Y.P., Sayegh S., Huang S. Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection// Proceedings of Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15, 2006.