

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

На правах рукописи

БАКАНЕЕВ ВИТАЛИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАВЛОВСКОЙ ГРУППЫ)**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Лекомцев Александр Викторович

Пермь 2023

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ.....	5
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	9
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	12
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ	18
1.1. Общее представление о процессе механизированной добычи скважинной продукции.....	18
1.2. Основные причины снижения эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин.....	19
1.3. Современное состояние техники и технологии повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования	26
1.4. Научно-технические предпосылки развития технологий и оборудования для повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования	28
1.5. Обоснование выбора технологий повышения эффективности эксплуатации скважин на основе комплексного использования эжекторных систем.....	32
1.6. Патентный поиск технических решений по тематике работы	35
Основные выводы по главе 1	50
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ППД И ПОДБОР ОБЪЕКТА ДЛЯ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	53
2.1. Разработка технологической схемы эжектирования воды нагнетательных скважин и использования энергии системы ППД.....	53
2.2. Описание технологического процесса и технологической схемы комплексной технологии интенсификации добычи нефти	55

2.3. Формирование критериев для подбора объектов под внедрение комплексной технологии интенсификации добычи	56
2.4. Подбор объекта для внедрения предлагаемой технологии	59
Основные выводы по главе 2	65
ГЛАВА 3. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭЖЕКЦИОННОГО АППАРАТА	66
3.1. Определение исходных условий работы технологии.....	66
3.2. Определение исходных данных совместной работы системы сбора нефти и технологии использования.....	66
3.3. Определение исходных данных совместной работы системы ППД и технологии использования.....	68
3.4. Численное моделирование эжекционного аппарата в составе технологии использования на АГЗУ-0111 Павловского месторождения	70
Основные выводы по главе 3	88
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ППД ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	90
4.1. Проведение опытно-лабораторных испытаний применения технологии и оценка условий формирования водонефтяных эмульсии.....	90
4.2. Подготовка эжекционной системы ЭС-СН-1 к опытно-промышленным испытаниям	101
4.3. Опытно-промышленные испытания ЭС-СН-1 на АГЗУ-0111 Павловского месторождения	104
4.4. Оценка влияния ЭС-СН-1 на работу системы сбора нефти ДНС-0112	108
4.5. Оценка влияния ЭС-СН-1 на работу добывающего фонда АГЗУ-0111 Павловского месторождения	112
4.6. Рекомендации по достижению максимальной эффективности применения системы ЭС-СН-1	117

4.7. Экономическая эффективность технологии ЭС-СН-1	118
Основные выводы по главе 4	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	137
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	141
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	142

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Распределение механизированного фонда скважин по способу эксплуатации в России в 2010–2019 гг.	18
Рисунок 1.2 – Микрофотография водонефтяной эмульсии, стабилизированной природными эмульгаторами, с приближением 10х и 25х.....	23
Рисунок 1.3 – Зависимость вязкости стойкой водонефтяной эмульсии от объемной доли воды в ней.....	24
Рисунок 1.4 – Конструктивное исполнение струйного аппарата.....	36
Рисунок 1.5 – Корпус сопла струйного аппарата и износостойкая проточная вставка.....	37
Рисунок 1.6 – Струйный аппарат с переменной по длине проходного сечения камерой смешения	38
Рисунок 1.7 – Продольный разрез струйного аппарата с многосопловым блоком	39
Рисунок 1.8 – Продольный разрез струйного аппарата с крестовины, установленной на патрубке подвода рабочей жидкости.....	40
Рисунок 1.9 – Продольный разрез струйного аппарата и поперечный разрез сопла рабочего потока.....	40
Рисунок 1.10 – Продольный разрез струйного аппарата с сопряжением предкамерного канала и активного сопла.....	41
Рисунок 1.11 – Продольный разрез струйного аппарата с дополнительными всасывающими поверхностями	42
Рисунок 1.12 – Технологическая схема снижения давления в затрубном пространстве	44
Рисунок 1.13 – Технологическая схема снижения давления в затрубном пространстве в низкодебитных скважинах.....	45
Рисунок 1.14 – Устройство отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающих скважин.....	46
Рисунок 1.15 – Эжекторное устройство для сброса нефтяного газа из затрубного пространства	47

Рисунок 1.16 – Принципиальная схема струйного аппарата.....	48
Рисунок 2.1 – Принципиальная схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе использования энергии системы поддержания пластового давления.....	54
Рисунок 2.2 – Конструкция струйного аппарата	55
Рисунок 2.3 – Статистика осложнения цехов по причине образования высоковязких эмульсий и интенсивной коррозии нефтепромыслового оборудования	59
Рисунок 3.1 – Модель системы сбора ДНС-0112.....	67
Рисунок 3.2 – Модель системы ППД для куста 218	69
Рисунок 3.3 – Конечная сетка, используемая при моделировании процесса эжекции	74
Рисунок 3.4 – Распределение давления на выходе из сопла струйного насоса в зависимости от конечного размера ячейки.....	75
Рисунок 3.5 – Модель струйного насоса с указанием «входов» и «выходов»	76
Рисунок 3.6 – Процесс решения задачи	78
Рисунок 3.7 – Результат моделирования применения эжектора на АГЗУ-0111: <i>а</i> – общий вид модели; <i>б</i> – распределение давления у сопла; <i>в</i> – линии тока жидкостей (распределение скорости)	79
Рисунок 3.8 – Границы применимости эжекционного устройства при различных режимах подачи активной фазы и начальной обводненности скважинной продукции.....	80
Рисунок 3.9 – График изменения линейного давления от давления активной среды	82
Рисунок 3.10 – Модель расчета снижения устьевого давления на нефтедобывающих скважинах	84
Рисунок 4.1 – Распределение скорости потока в струйном аппарате.....	91
Рисунок 4.2 – Внешний вид проб пластовых флюидов подобранного объекта	91
Рисунок 4.3 – Лабораторное перемешивающее устройство ПЭ-8300.....	92

Рисунок 4.4 – Зависимость линейной скорости течения потока и угловой скорости вращения лабораторного перемешивающего устройства.....	93
Рисунок 4.5 – Внешний вид микроскопа Levenhuk MED D10T.....	94
Рисунок 4.6 – Фотографии с микроскопа при разной скорости вращения мешалки при одной обводненности (исходная) в течение 60 с	94
Рисунок 4.7 – График изменения дисперсности эмульсии и ее удельной поверхности при разной скорости вращения лабораторного перемешивающего устройства	95
Рисунок 4.8 – Степень обезвоживания эмульсии от времени расслоения при разных соотношениях нефти и воды	96
Рисунок 4.9 – Микрофотография эмульсии с обводненностью 70 %.....	96
Рисунок 4.10 – Пробы водонефтяной эмульсии с разной обводненностью после перемешивания 2800 об/мин в течение 2 мин при 10 °С (слева направо: обводненность 59; 70; 80; 90 %).....	97
Рисунок 4.11 – График изменения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии во времени	98
Рисунок 4.12 – Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1	99
Рисунок 4.13 – Зависимость динамической вязкости эмульсии от объемного соотношения нефти и воды	100
Рисунок 4.14 – Схема ЭС-СН-1: <i>a</i> – монтаж; <i>б</i> – подключение.....	102
Рисунок 4.15 – Фотография ЭС-СН-1: <i>a</i> – нейтральный ракурс; <i>б</i> – верхний ракурс	103
Рисунок 4.16 – Результаты микроскопии проб: <i>a</i> – проба № 1 сразу после отбора; <i>б</i> – проба № 2 сразу после отбора; <i>в</i> – проба № 3 сразу после отбора; <i>г</i> – проба № 3 через 18 часов отстоя	106
Рисунок 4.17 – Результаты микроскопии проб: <i>a</i> – проба № 4 сразу после отбора; <i>б</i> – проба № 5 сразу после отбора.....	107
Рисунок 4.18 – Динамика изменения давления в период с 01.11.2022 по 27.12.2022: на АГЗУ-0111 (<i>a</i>); АГЗУ-0112 (<i>б</i>); АГЗУ-0110 (<i>в</i>); АГЗУ-0109 (<i>г</i>); АГЗУ-0106 (<i>д</i>); ДНС-0112 (<i>е</i>).....	109

Рисунок 4.19 – Подбор параметров работы ГНО скважины 1210	114
Рисунок 4.20 – Изменение параметров работы скважины 1181 при работе системы ЭС-СН-1: <i>a</i> – параметры работы до применения ЭС-СН-1; <i>б</i> – снижение затрубного давления и подъем динамического уровня; <i>в</i> – увеличение производительности ГНО и снижение динамического уровня до первоначального уровня.....	116
Рисунок 4.21 – Периодическая работа ЭС-СН-1	117
Приложение 1. Рисунок – Схема струйного насоса: <i>a</i> – принципиальная схема работы; <i>б</i> – модель насоса; <i>в</i> – схема струйного насоса с размерами; <i>г</i> – схема струйного насоса с структурными элементами.....	138
Приложение 2. Рисунок 1 – Акт о завершении ОПИ в ООО «ЛУКОЙЛ- ПЕРМЬ».....	141

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика Павловского месторождения (ЦДНГ-1).....	60
Таблица 2.2 – Ранжирование ДНС на Павловском месторождении.....	61
Таблица 2.3 – Ранжирование АГЗУ ДНС-0112Бр Павловского месторождения.....	62
Таблица 2.4 – Физико-химические свойства водонефтяной эмульсии эксплуатируемых объектов	63
Таблица 2.5 – Технологический режим работы добывающих скважин, подключенных к АГЗУ № 0111	64
Таблица 3.1 – Результаты моделирования давления на выходе из струйного насоса.....	68
Таблица 3.2 – Результаты моделирования давления на входе в струйный насос	69
Таблица 3.3 – Матрица эффективного применения технологии эжектирования системы ППД (при расходе пассивной среды 85 м ³ /сут).....	81
Таблица 3.4 – Эффективность технологии в зависимости от диаметра сопла.....	83
Таблица 3.5 – Результаты численного моделирования работы струйного насоса на АГЗУ-0111*	85
Таблица 3.6 – Результаты расчета устьевых давлений на добывающих скважинах ГЗУ-0111 после внедрения струйного насоса	87
Таблица 4.1 – Технические параметры ЭС-СН-1	101
Таблица 4.2 – Режимы работы ЭС-СН-1.....	101
Таблица 4.3 – Результаты исследований проб № 1–3	105
Таблица 4.4 – Результаты исследований проб № 4–5	107
Таблица 4.5 – Значения давлений в заданные периоды времени.....	111
Таблица 4.6 – Результаты оценки параметров работы скважин	113

Таблица 4.7 – Параметры работы скважины № 1210 при работе системы ЭС-СН-1	115
Таблица 4.8 – Увеличение притока из пласта при снижении давления на АГЗУ-0111 при снижении давления на 0,3 МПа.....	116
Таблица 4.9 – Инвестиционные затраты на создание и установку ЭС-СН-1	118
Таблица 4.10 – Операционные затраты от применения ЭС-СН-1	118
Таблица 4.11 – Расчет дополнительного дохода от применения ЭС-СН-1	119

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

АСПВ – асфальтеносмолопарафиновые вещества;

АСПО – асфальтеносмолопарафиновые отложения;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ДНС – дожимная насосная станция;

КНС – концевая насосная станция;

КПД – коэффициент полезного действия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ППД – поддержание пластового давления;

ССиТ – система сбора и транспортировки;

УППН – установка предварительной подготовки нефти;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

УЭВН – установка электровинтового насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЭУВД – эжекторная установка высокого давления.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В настоящий момент нефтегазодобывающие предприятия уделяют особое внимание повышению эффективности добычи нефти на фоне снижения спроса на потребление углеводородного сырья и относительно невысоких цен на него. Эффективность добычи в основном зависит от условий эксплуатации скважин, которые определяют выбор подземного и наземного оборудования, режимы его эксплуатации. Современные тенденции развития отрасли направлены на повышение эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования (ГНО), а также без изменения действующей системы сбора, транспортировки и подготовки нефти.

Традиционные методы добычи нефти и газа в условиях слабого энергетического состояния продуктивных пластов и, как следствие, малого погружения глубинно-насосного оборудования под динамический уровень порой показывают низкую эффективность, что создает потенциал для их оптимизации. Как известно, системы поддержания пластового давления (ППД) хранят в себе значительный энергетический потенциал, который определяется созданием высокого давления насосами кустовых станций. В связи с этим актуальной задачей для научного исследования является использование энергетического потенциала системы поддержания пластового давления в целях повышения эффективности добычи нефти и газа. Использование энергии системы ППД предполагается применять в совокупности с наземным струйным аппаратом, где в качестве активной среды выступает вода из системы ППД, а в качестве пассивной – скважинная продукция.

Реализация указанной технологии позволит снизить линейное давление и, как следствие, затрубное давление добывающих скважин за счет увеличения перепада давления на обратном клапане. В результате прогнозируется изменение величины динамического уровня, повышение давления у приема погружного насоса, что позволит увеличить производительность скважин, а также сократить расходы на потребление электроэнергии и повысить наработку ГНО.

Проблема низкой эффективности эксплуатации скважин в условиях слабого энергетического состояния нефтяных пластов в настоящее время привлекает внимание многих ученых и специалистов нефтяной отрасли. В числе авторов с разными исследовательскими позициями, изучающих данную проблему, можно выделить Д.М. Агаларова, Ю.В. Антипина, В.И. Балакина, М.Д. Валеева, Ю.П. Гатенберга, С. Дайера, Ю.В. Зейгмана Н.Г. Ибрагимова, В.Н. Ивановского, В.И. Игревского, В.Е. Кашавцева, А.В. Лекомцева, С.А. Леонтьева, Н.С. Маринина, И.Т. Мищенко, М.Н. Персиянцева, Ю.А. Сазонова, В.П. Тронова, К.Р. Уразакова, А.Р. Хафизова, Д.Н. Левченко, К.Ф. Тагирова и др. Несмотря на достаточную изученность проблемы повышения эффективности эксплуатации скважин при добыче нефти, поиск вариантов ее решения применительно к геолого-физическим условиям объектов разработки месторождений Пермского края приобретает особую актуальность в связи с наличием развитой инфраструктуры нефтепромыслов, возможностью компенсации потенциальной энергии системы ППД в условиях слабого энергетического состояния нефтяных пластов и невысокой продуктивностью эксплуатирующихся их скважин.

Целью работы является повышение эффективности добычи нефти при эксплуатации скважин, имеющих высокое противодавление на устье, на основе использования энергии системы ППД за счет эжекции воды в нефтепромысловом коллекторе системы сбора скважинной продукции.

Для достижения поставленной цели сформированы **основные задачи исследования:**

1. Провести анализ современных тенденций развития повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования и поиск технических решений по способам оптимизации добычи нефти.

2. Разработать технологию и способ ее осуществления для повышения эффективности добычи нефти за счет эффекта эжекции высоконапорного потока воды системы ППД в нефтепромысловый коллектор.

3. Осуществить подбор объекта для интенсификации добычи на основе использования энергии воды из системы поддержания пластового давления, определить критерии применимости технологии.

4. Разработать модели для оценки работы эжекционного аппарата в условиях течения водонефтяной эмульсии и провести экспериментальные исследования и численное моделирование технологии.

5. Апробировать полученные результаты экспериментальных исследований и численного моделирования в лабораторных и промышленных условиях эксплуатации скважин Павловского месторождения.

Объектом исследования являются добывающие скважины месторождений Павловской группы, работающие с высоким противодавлением на устьях.

Предметом исследования является технология использования энергии системы ППД, направленная на повышение эффективности добычи нефти скважин Павловской группы месторождений.

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы представлена следующими положениями:

1. Экспериментально обоснованы закономерности снижения устьевого давления добывающих скважин от диаметра сопла, расхода, давлений пассивной и активной среды эжекционного аппарата в индивидуальных условиях течения водонефтяных эмульсий месторождений Павловской группы.

2. Разработан и экспериментально апробирован способ непрямого использования энергии системы поддержания пластового давления для повышения эффективности добычи нефти на Павловском месторождении. Установлено, что эжекция высоконапорного потока воды системы ППД в нефтепромысловый коллектор системы сбора приводит к увеличению потенциала добычи продукции скважин без увеличения энергетических затрат и негативного влияния на систему сбора и транспорта скважинной продукции.

3. Разработан и научно обоснован подход к прогнозированию устьевых давлений и производительности скважин при использовании разработанной техноло-

гии эжекции воды системы ППД. Обоснованность подхода подтверждается сходимостью полученных расчетных данных с результатами промысловых испытаний разработанного способа на Павловском месторождении.

Практическая значимость работы:

1. Разработан и апробирован на промысле способ повышения эффективности добычи нефти путем применения энергии системы ППД и внедрения поверхностного эжекционного аппарата на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

2. Подобраны оптимальные параметры и диапазон применимости эжекционного аппарата при заданном значении расхода и давлении пассивной и активной среды.

3. Обоснована технологическая и экономическая эффективность разработанной технологии использования энергии системы поддержания пластового давления за счет эжекции воды для повышения добычи нефти в скважинах на примере Павловского месторождения.

4. Разработан регламент по подбору и эксплуатации насосно-эжекторных систем – струйного аппарата ЭС-СН-1 на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Методология и методы исследования. При выполнении диссертационной работы использовались методы теоретического обобщения и экспертного анализа специального научного материала и промысловых данных, осуществлялась постановка и проведение экспериментальных исследований. Методы решения включали элементы аналитического расчета и численного моделирования на основе программных комплексов «Инженерный симулятор технологических процессов» (ИСТП) и Ansys CFX, планирования и проведения промысловых экспериментов, а также оценку полученных результатов.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Индивидуальные модели определения снижения устьевого давления скважин с учетом технических характеристик эжекционного устройства и технологических параметров работы скважин в условиях течения водонефтяных эмульсий месторождений Павловской группы.

2. Разработанная технология непрямого использования энергии системы поддержания пластового давления позволяет повысить потенциал скважин по добыче без увеличения энергетических затрат и негативного влияния на систему сбора и транспорта скважинной продукции.

3. Комплексный подход к эксплуатации добывающих скважин в условиях высоких устьевых давлений с помощью разработанной технологии позволяет снизить противодавление на устьях до 13 % и увеличить дебиты скважин до 4,7 % без смены глубинно-насосного оборудования.

Личный вклад автора состоит в постановке цели и задач работы, проведении теоретических исследований; выполнении экспериментальных и практических работ по снижению устьевых линейных и затрубных давлений на группе добывающих скважин Павловского месторождения; выполнении анализа полученных результатов экспериментальных исследований и обобщении результатов опробования.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность научных положений диссертационной работы подтверждается снижением устьевых давлений на практике. Апробация численных результатов расчета в промысловых условиях на примере группы скважин Павловского месторождения свидетельствует о высоком качестве проделанной работы. Основные положения работы и результаты исследований представлялись и докладывались на конференциях различного уровня: XXV Международный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященный 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, г. Томск, апрель 2021 г.; XIX Всероссийская конференция-конкурс студентов «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, апрель 2021 г.; XVI I Международный форум-конкурс студентов и молодых исследователей «Актуальные вопросы рационального использования природных ресурсов», г. Санкт-Петербург, 31 мая – 6 июня 2021 г.; Международный форум «Нефть и газ – 2022», г. Москва, апрель 2022 г.; 30-я Юбилейная выставка-форум «Газ. Нефть. Технологии», г. Уфа, май 2022 г.; VII Российский нефтегазовый саммит «Интеллектуальное

месторождение», г. Москва, июнь 2022 г.; Отраслевая техническая конференция «СЕРВИС-2022 – Эффективный нефтесервис Российских нефтегазодобывающих компаний», г. Когалым, октябрь 2022 г.; Международный форум «Нефть и газ – 2023», г. Москва, сентябрь 2023 г.

Публикации. Основные положения и результаты диссертации отражены в 10 научных трудах, в том числе три публикации опубликованы в журналах, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени, а также две работы – в периодических изданиях, индексируемых в международной базе цитирования Scopus.

Структура и объем работы. Диссертация изложена на 160 страницах машинописного текста. Работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка рисунков, списка таблиц, списка сокращений, списка литературы и содержит 23 таблицы, 50 рисунков и три приложения. Библиографический список включает 102 наименования.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ

1.1. Общее представление о процессе механизированной добычи скважинной продукции

Механизированная добыча нефти в России в основном представлена несколькими способами эксплуатации скважин – установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), установками штанговых глубинных насосов (УШГН) и установками электровинтовых насосов (УЭВН). Распределение механизированного фонда скважин по способам эксплуатации представлено на Рисунке 1.1 [1, 2].

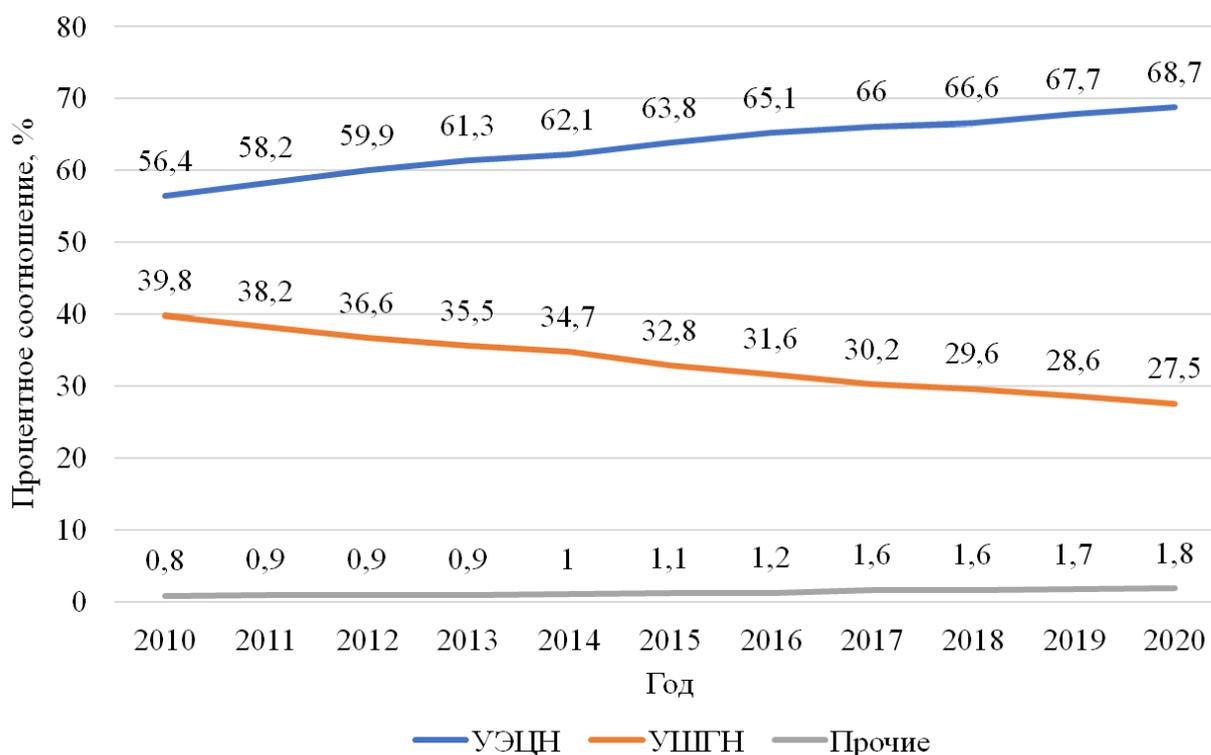


Рисунок 1.1 – Распределение механизированного фонда скважин
по способу эксплуатации в России в 2010–2019 гг.

Рисунок показывает стремительный рост эксплуатации установок электроцентробежных насосов за период 2010–2019 гг., которые постепенно замещают установки штанговых глубинных насосов. Прогнозируется, что данная тенденция

будет продолжаться и в последующие годы, так как УЭЦН показали высокую эффективность добычи нефти, высокий показатель межремонтного периода и легкость в настройке и обслуживании. В некоторых регионах Российской Федерации, например, в Ямало-ненецком автономном округе, более 90 % действующего фонда скважин эксплуатируются УЭЦН. Эксплуатация установок штанговых глубинных установок, напротив, сократилась более чем на 10 % от общего механизированного фонда скважин.

Следует отметить, что мировая тенденция способов эксплуатации механизированного фонда скважин совпадает с тенденцией Российской Федерации, где господствующее число добывающих скважин оснащено установками электроцентробежных насосов.

Итак, наиболее универсальными и предпочтительными способом эксплуатации добывающих скважин является использование электроцентробежных насосов, доля штанговых глубинных насосов, напротив, снижается.

1.2. Основные причины снижения эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин

Основными причинами низкой эффективности добычи нефти являются свойства добываемого сырья, такие как высокая вязкость эмульсии и высокий газовый фактор нефти, а также значительное содержание асфальтенов, смол и парафинов (АСП) в ней.

Формирование водонефтяных эмульсий

Большинство месторождений Российской Федерации, в частности Пермского края, находятся на завершающих стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции, что, в свою очередь, положительно сказывается на механизмах формирования эмульсий.

Водонефтяные эмульсии по полярности дисперсной фазы и дисперсионной среды классифицируют на эмульсии прямого типа – эмульсии неполярной жидко-

сти (нефть) в полярной среде (вода) и эмульсии обратного типа – эмульсии полярной жидкости в неполярной среде (вода в нефти). Водонефтяные эмульсии по концентрации дисперсной фазы классифицируют на высококонцентрированные, концентрированные и разбавленные [3]. Существует множество предпосылок для формирования стойких водонефтяных эмульсий в стволе скважины и по системе сбора скважиной продукции [4, 5]:

- диспергирование добываемой жидкости в погружном в насосном аппарате. По некоторым исследованиям [6], наиболее высокая степень диспергации достигается в рабочих колесах и направляющих аппаратах установок электроцентробежных насосов;

- турбулентный гидродинамический режим движения жидкости по стволу скважины и по сборному коллектору;

- диспергирование добываемой жидкости в сужениях (штуцерах) наземного оборудования;

- закачка пресных вод в систему ППД, закачка подтоварной воды в систему ППД и образование труднорастворимых солей по причине смешения несовместимых пластовых вод разных объектов разработки;

- смешение скважинной продукции разных объектов разработки в процессе добычи и сбора;

- суффозия продуктивных пластов разрабатываемых нефтяных месторождений;

- коррозия трубопроводов и нефтепромыслового оборудования;

- интенсивная эксплуатация пластов (большая депрессия, высокая скорость откачки, высокие температуры, внутрипластовое горение);

- добыча нефти с краевых участков залежей на последней стадии разработки месторождений;

- закачка в систему сбора продуктов свабирования добывающих скважин и буровых растворов;

- проникновение фильтрата бурового раствора в пласт и несовершенство технологий заканчивания скважин;

– активное применение при проведении различных геолого-технических мероприятий в скважинах химических реагентов и др.

Причины и механизмы формирования водонефтяных эмульсий

Механизмам формирования водонефтяных эмульсий уделено много внимания, этим вопросом занимались такие ученые, как Тронов В.П., Жумаев К.К., Левченко Д.Н., и др. Одним из важнейших свойств водонефтяной эмульсии является ее дисперсность – степень раздробленности дисперсной фазы. Дисперсность эмульсии выражается двумя основными показателями: обратной величиной диаметра частиц ($D=1/d$) или удельной межфазной поверхностью – отношением суммарной поверхности капелек к общему их объему ($S_{уд} = 6/d = 3/r$). По указанным формулам видно, что удельная поверхность обратно пропорциональна размерам частиц, и чем меньше эти частицы, тем больше удельная поверхность.

Шигапова Р.Б., Тронов В.П. в тексте статьи [7] рассматривали вопросы формирования эмульсий при работе скважин с различными видами насосов и фонтанировании в широком диапазоне обводненности скважинной продукции. Авторы работы пришли к следующим выводам, что до 25 % доли воды в сырой нефти эмульсии, наиболее устойчивые к самопроизвольному разделению, формируются при фонтанном способе эксплуатации скважин и при использовании ЭЦН. В винтовых и штанговых насосах при 5–25 % обводненности формируются эмульсии, способные к самопроизвольному разрушению. Стоит отметить, что при обводненности 35–75 % кратно увеличивается время на самопроизвольное расслоение эмульсий при всех видах эксплуатации. При обводненности более 75 % происходит ускоренное расслоение эмульсии при всех видах эксплуатации, которое объясняется высоким процентом содержания воды, что благоприятно способствует коалесценции капель.

В исследовании [6] изучена зависимость режимов работы УЭЦН на образование водонефтяной эмульсии и показано, чем длительнее работа УЭЦН, тем более раздробленной получается дисперсная система. Это объясняется тем, что в процессе длительной работы центробежного насоса происходит повторное дробление

уже образовавшихся частиц, поэтому дисперсность системы продолжает снижаться.

В статье [8] рассмотрен вопрос эксплуатации установок электроцентробежных насосов в обводненных скважинах и показано, что при прохождении нефти и воды по рабочим органам УЭЦН происходит образование тонкодисперсных систем водонефтяной эмульсии, которое сопровождается существенным ухудшением напорных характеристик насосов, условий путевого сброса попутно добываемой воды, а также подготовки товарной нефти.

В работе [9] описано, что сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации, в частности штанговыми глубинными насосами, оказывают неисправности оборудования, такие как утечки в насосах и негерметичность соединений. Также сильное эмульгирование происходит при увеличенном зазоре между плунжером и цилиндром штангового глубинного насоса, что приводит к увеличению дисперсности системы, ее вязкости и устойчивости. Автор работы рекомендует несколько способов снижения диспергации эмульсии: повышение коэффициента полезного действия глубинно-насосной установки, применение станка-качалки с цепным приводом и правильное его уравнивание.

В процессе добычи диспергированные водонефтяные эмульсии стабилизируются такими природными эмульгаторами, как асфальтены, смолы, кристаллы парафина, порфирины, глина. Природные эмульгаторы находятся и в пластовой воде – это кислоты и соли. Все нефти способны образовывать эмульсии, но устойчивость и скорость эмульгирования различны. Чем больше в нефти содержится полярных компонентов, тем выше стойкость образующейся эмульсии [10].

Процесс формирования эмульсий происходит следующим образом: при перемешивании нефти с пластовой водой или диспергации, то есть дробления одной фазы в другой, частицы эмульгатора адсорбируются на поверхности одной из фаз (на поверхности раздела фаз) и образуют бронирующий слой (оболочку глобулы), которая препятствует их слиянию, то есть происходит формирование структурно-механического барьера [10, 11].

При этом следует учитывать, что работа, затраченная на диспергирование, преобразуется в так называемую свободную поверхностную энергию, которая концентрируется на поверхности раздела фаз и более известна под названием поверхностного натяжения с размерностью н/м или Дж/м². Работа, затраченная на диспергирование, существенно выше поверхностного натяжения, так как подавляющая часть использованной энергии расходуется на побочные процессы и рассеивается в окружающем пространстве. На Рисунке 1.2 показана микрофотография водонефтяной эмульсии с приближением 10× и 25×.

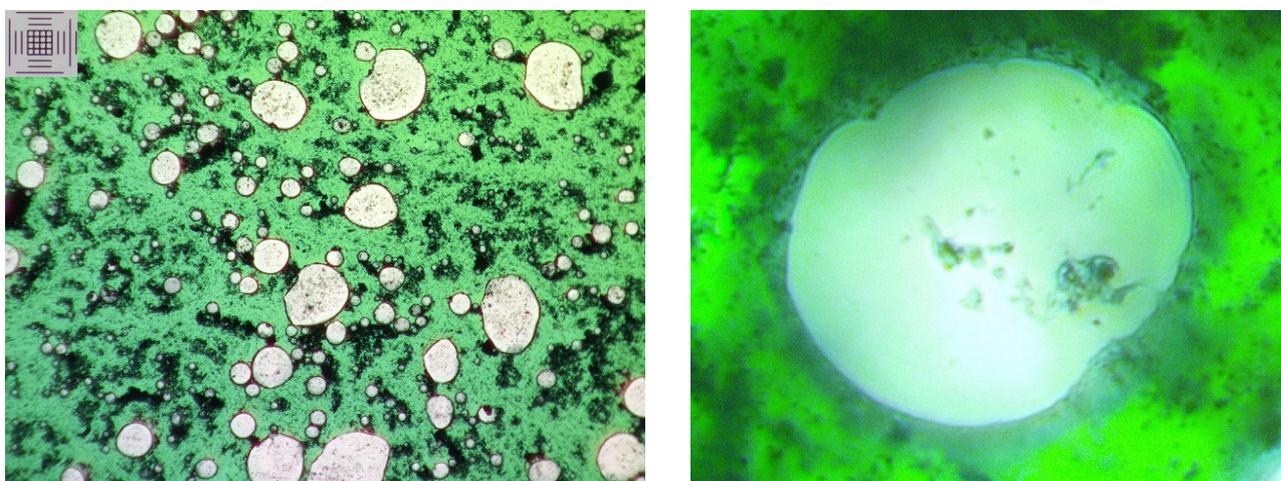


Рисунок 1.2 – Микрофотография водонефтяной эмульсии, стабилизированной природными эмульгаторами, с приближением 10× и 25×

На Рисунке 1.2 видно, что глобула воды имеет бронирующую оболочку, состоящую из включений парафина и механических примесей, что, в свою очередь, затрудняет процесс коалесценции между ними [12-14].

Стабильность водонефтяных эмульсий

Значительное влияние на физико-химические свойства водонефтяных эмульсий имеет объемное или массовое соотношение органической (нефть) и неорганической (пластовая вода) части эмульсии. Например, в работах [8, 15, 16] изучены реологические свойства водонефтяных эмульсий при разных объемных соотношениях нефтяной и водной фазы.

На Рисунке 1.3 [17] показано, что в диапазоне обводненности 55–85 % вязкость эмульсии имеет наибольшее значение, так как в этом промежутке обводненности наблюдается явление инверсии фаз водонефтяной эмульсии – дисперсная фаза (пластовая вода) и дисперсионная среда (нефть) меняются местами, т.е. эмульсия переходит из типа «вода в нефти» в тип «нефть в воде». В условиях, близким к инверсии фаз, реологические свойства эмульсии, в данном случае вязкость, возрастают в десятки раз, затрудняя процесс сбора и транспортировки эмульсии. Механизм инверсии фаз описан в ряде литературных источников [13, 18, 19]. Таким образом, в зоне инверсии фаз водонефтяная эмульсия имеет наибольшую вязкость и устойчивость, т.е. способность в течение длительного времени сохранять структуру и не разрушаться на нефть и воду, что, в свою очередь, негативно сказывается на процессах сбора и транспортировки, так как нужна дополнительная энергия для перекачки данного типа эмульсии вследствие высоких потерь на межфазное трение. Одним из решений является смещение точки обводненности водонефтяной эмульсии в сторону снижения (предварительный сброс воды) или увеличения обводненности (дополнительная подача воды), что повлечет за собой снижение вязкости эмульсии и, как следствие, ее устойчивости [20, 21].

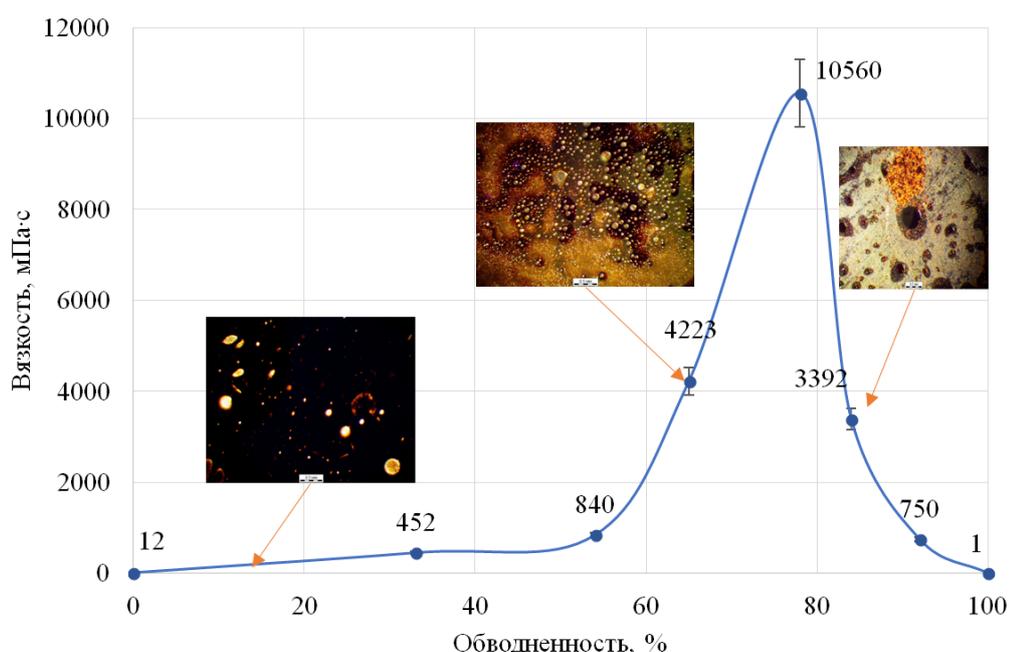


Рисунок 1.3 – Зависимость вязкости стойкой водонефтяной эмульсии от объемной доли воды в ней

Высоковязкая нефть

Высоковязкая нефть создает большие проблемы для ее добычи и транспортировки [22, 23]. Поведение нефти высокой вязкости сильно отличается от поведения маловязкой нефти, ввиду чего усложняется добыча, переработка и транспортировка нефти традиционными способами [24]. Помимо присутствия в нефти перечисленных углеводородов, ее высокая вязкость объясняется значительным содержанием металлов, которые представлены в виде органических солей, растворенных в нефти [25, 26]. Соединения металлов никеля и ванадия приводят к проблемам коррозии. Продукты коррозии являются хорошим строительным материалом для формирования «бронирующих оболочек» дисперсной фазы в эмульсии, что приводит к росту ее вязкости [27].

В целом повышенная вязкость нефти приводит к необходимости увеличения затрачиваемой энергии для откачки пластового флюида, снижению эффективности вытеснения нефти и повышению обводненности продукции [28].

Газосодержание нефти

Также одной из причин, снижающих эффективность добычи нефти, является высокое газосодержание добываемого углеводородного сырья. Газосодержание некоторых видов нефти может достигать 300–500 м³/т и более, что отрицательно сказывается на процессе добычи, транспортировки и подготовки нефти. Наличие свободного газа на приеме ГНО снижает эффективность его работы, так как уменьшается объем добываемой нефти в рабочих органах насоса, снижение напорно-расходной характеристики погружной установки, недостаточная смазка движущихся частей, возможен перегрев погружного электродвигателя [29, 30].

По проведенному анализу причин снижения эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин можно сделать вывод, что основным фактором являются свойства добываемого сырья: высокая вязкость эмульсии и высокий газовый фактор нефти, значительное содержание асфальтенов, смол и парафинов в ней, которые выступают природными эмульгаторами при формировании эмульсии. Установлено, что высокая степень диспергации воды и нефти в рабочих колесах и

направляющих аппаратах установок электроцентробежных насосов создает благоприятные условия для создания эмульсии в процессе добычи нефти, что может привести к повышенной вязкости перекачиваемого сырья и малой эффективности добычи и перекачки.

1.3. Современное состояние техники и технологии повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования

Повышение эффективности добычи нефти без изменения действующей системы добычи, сбора, транспортировки и подготовки нефти – одна из важнейших задач, которые стоят перед нефтедобывающими предприятиями. На момент осуществления данного исследования существует множество технологий и устройств, решающих определенную проблему или тип задач.

При высоком содержании тяжелые компоненты нефти (асфальтены, смолы и парафины) могут отлагаться на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования – на стенках труб, сепараторов, отстойников и т.д. Основные решения, которые используются для нейтрализации данного фактора – использование очистных устройств (скребки, шары и т.д.) и применение химических присадок, таких как ингибиторы и удалители парафиноотложений [31-33].

Добыча нефти с высоким содержанием газа

Высокое содержание газа на приеме ГНО, как уже отмечалось ранее, приводит к снижению эффективности добычи нефти [34, 35]. Основными методами борьбы с вредным влиянием газа является: заглубление погружного оборудования под динамический уровень, использование специальных ступеней ЭЦН, рассчитанных на эффективную работу в газонасыщенных средах, установка предвключенных устройств (газосепараторы, газодиспергаторы), использование разных типоразмеров секций ЭЦН и т.д [36, 37]. Указанные методы борьбы с вредным влиянием газа показали высокую практическую эффективность, условия их применения зависят от конкретных свойств добываемой нефти и параметров работы скважины.

Добыча высоковязких эмульсий

Добыча высоковязких эмульсий и нефти – одна из наиболее распространенных проблем современной нефтегазовой отрасли [38]. Большинство месторождений нефти и газа находятся на поздних стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции и спадом добычи нефти. Эти факторы, как наиболее благоприятные для создания водонефтяной эмульсии по стволу скважины, зачастую имеют решающее значение при подборе ГНО и параметров его стабильной работы.

В исследованиях [39] показано, что вязкость жидкости при ее перекачке через электроцентробежный насос непостоянна, так как происходит собственный разогрев эмульсии при прохождении через рабочие органы насоса, и вязкость по длине насоса может уменьшаться на 20–30 %. Разогрев эмульсии происходит из-за внутреннего трения и вследствие сжатия жидкости. По результатам стендовых испытаний авторами работы предложена методика измерения эффективной вязкости эмульсии, которая зависит от свойств эмульсии и от характера ее течения.

В исследовании [40] изучено влияние обводненности продукции на факторы, осложняющие добычу нефти. Показано, что повышение содержания воды в добываемой продукции снижает негативное влияние АСПО на работу скважинного оборудования, в то же время в интервале обводненности 50–80 % наблюдается повышение коррозионной активности. Подтверждено, что при обводненности продукции 40–75 % (близкие значения к точке инверсии фаз эмульсии) происходит формирование стойкой водонефтяной эмульсии, которая снижает коэффициент подачи насосов, а при эксплуатации ШГН может привести к зависанию штанговой колонны.

Самым распространенным способом борьбы с добычей высоковязких эмульсий и нефти является применение химических присадок и реагентов. Их подбор зависит от конкретного типа добываемого сырья, т.е. от его физико-химических свойств и термобарических условий его добычи и перекачки. В работах [41-43] произведен подбор и расход реагента-деэмульгатора для предупреждения

образования эмульсии в процессе добычи и транспортировки водонефтяной эмульсии, который показал высокую степень ее разрушения на стадии внутритрубной деэмульсации, а также при подготовке нефти.

Также при добыче высоковязких нефти и эмульсий часто отдают предпочтение винтовым насосным установкам (ВНУ), а не электроцентробежным насосам или штангово-глубинным [44, 45]. В винтовых насосных установках происходит значительно меньшее перемешивание добываемой жидкости, по сравнению с электроцентробежным насосом, что предотвращает образование стойкой эмульсии из нефти с водой. Отсутствие клапанов и сложных проходов в винтовых насосах определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Винтовые насосы проще в изготовлении, а монтаж и ремонт значительно дешевле ЭЦН. При откачке жидкости с высоким содержанием механических примесей ВНУ показывают более высокую надежность работы, по сравнению с ЭЦН и ШГН, что увеличивает безремонтный период установки и, как следствие, снижает себестоимость добываемой нефти.

Таким образом, повышение эффективности добычи нефти без замены ГНО зависит от конкретных причин, которые стоят перед эксплуатирующим предприятием (АСПО, коррозионная активность перекачиваемой среды, высокий газовый фактор нефти и т.д.). На момент проведения данного исследования наиболее часто применяемой технологией является использование химических реагентов и присадок, которые решают как определенный тип задач, так и несколько одновременно.

1.4. Научно-технические предпосылки развития технологий и оборудования для повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования

С развитием информационных технологий и разработки более совершенных технических устройств и технологий создается все больше предпосылок для повышения эффективности добычи нефти без замены ГНО. Благодаря внедрению указанных технологий нефтегазовым предприятиям не придется прибегать к переори-

ентации и перестройке действующих систем разработки, добычи, сбора, транспортировки и подготовки, что не повлечет за собой дополнительных капитальных затрат – основного источника финансовых вложений нефтегазовых предприятий. Оптимизация работы действующего фонда оборудования или незначительная его доработка – основная цель предприятий по добыче нефти и газа в рамках программы непрерывных улучшений.

Цифровизация и автоматизация производственных процессов в нефтегазовой отрасли

В работе [46] анализируется вопрос повышения эффективности добычи нефти на основе координации управления технологическими процессами и объектами. Сделан акцент на том, что внедрение новых систем автоматизации, предназначенных для управления с настройкой и регулированием параметров эксплуатации скважин, является более эффективным, чем сбор и показ информации на автоматизированном рабочем месте оператора с дублированием параметров в систему предприятия. Авторы работы пришли к выводу, что координация процессов контроля и управления распределенными в пространстве данными может повысить эффективность технологического процесса добычи нефти.

В настоящее время все большую популярность набирает интегрированное моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений – это единая цифровая модель месторождения, предназначенная для оптимизации каждого объекта как в совокупности, так и в отдельности, будь то пласт или поверхностное обустройство, и учитывающее взаимовлияние данных друг на друга. Одним из главных преимуществ интегрированного моделирования является понимание взаимовлияния системы разработки, добычи, транспортировки и подготовки углеводородного сырья друг на друга. Направление интегрированного моделирования на сегодняшний день является двигателем в процессе развития средств моделирования, цифровизации и автоматизации нефтегазовых предприятий [47-50].

Внедрение интегрированного моделирования на нефтегазовых предприятиях способствует проработке вопросов автоматизации процессов и подходов по оптимизации добычи, предупреждения и борьбы с осложнениями, а также эффективного управления разработкой активов как на оперативном, так и долгосрочном уровне. Например, внедрение данного инструмента в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» позволило получить дополнительную добычу нефти более 21,9 тыс. т [47]. В диссертационной работе использованы элементы интегрированного моделирования, в частности применение основного инструмента – программного обеспечения «Инженерного симулятора технологических процессов» (ИСТП) для оценки влияния разработанной технологии на систему сбора и транспорта и систему ППД.

Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования

Снижение затрубных и линейных давлений нефтяных добывающих скважин – одно из направлений, повышающих эффективность добычи нефти и газа. Как известно, накопившийся газ в затрубном пространстве оттесняет динамический уровень, что может привести к срыву подачи ГНО и его простоя. В мировой и отечественной практике существует множество технологий по снижению давления в затрубном пространстве добывающих скважин.

В работах [51, 52] рассматривается инновационная технология Velocity Spool, которая позволяет уменьшить противодействие на устье малопродуктивных добывающих скважин благодаря избыточной энергии высокопродуктивных скважин. Эта технология использует поверхностный струйный насос. В качестве активной среды в нем применяется поток жидкости из высокопродуктивных скважин, в то время как пассивная среда – это поток жидкости из низкопродуктивных скважин. Основным недостатком этой технологии является снижение производительности высокопродуктивных скважин.

В работах [53, 54] описывается комплекс оборудования для откачки газа из затрубного пространства и исследуются влияние вакуума на динамику уровня сква-

жины и возможность активизации ее работы. Оборудование для откачки затрубного газа представляет собой трехступенчатый поршневой компрессор, который позволяет снизить давление в затрубном пространстве ниже атмосферного.

Также существует технология перепуска газа из затрубного пространства в НКТ при помощи различных устройств – погружных струйных насосов, клапанов и др. [55-58]. Струйный насос устанавливается выше динамического уровня и соединяет затрубное пространство и полость насосов через обратный клапан.

Струйный насос состоит из двух симметричных половинок в продольном сечении, одна из которых неподвижна с обратным клапаном, а другая может перемещаться вдоль насосов и соединена через постоянные магниты с поршнем, поддерживаемым снизу и установленным в параллельном оси насосов цилиндре.

Использование струйного насоса для перепуска газа в колонну насосов позволяет снизить давление газа в затрубном пространстве, увеличивая уровень жидкости над насосом, дебит и предупреждая образование гидратов в затрубном пространстве.

Недостатком такого струйного насоса является его сложная конструкция и дополнительная нагрузка на насосы, что может снизить надежность системы.

Известна технология увеличения производительности высоко- и низкопроизводительных скважин путем откачивания газа из затрубного пространства с использованием поверхностного струйного насоса [59-60]. Этот метод включает в себя откачку газа из скважинного затрубного пространства с помощью вакуумного насоса, что снижает затрубное давление и увеличивает уровень жидкости в скважине. Затем газ, который был откачан, поступает в струйный насос как активная среда. Пассивная среда в струйном насосе – это добываемая жидкость из низкопроизводительных скважин. Использование струйного насоса в низкопроизводительных скважинах снижает линейное давление. Авторами работы произведено математическое моделирование работы струйного аппарата при указанных условиях. Теоретический прирост дебита с подобранного объекта (кустовой площадки, на которой расположено шесть добывающих нефтяных скважин) составит 34,3 т/сут, что показывает и целесообразность практического применения технологии.

Развитие информационных технологий и автоматизации производственных процессов, а также разработка более совершенных технических устройств создает предпосылки для повышения эффективности добычи нефти. Использование вспомогательного наземного оборудования имеет ряд преимуществ перед погружным: простота установки, обслуживания и ремонта (не требуется проводить подземный ремонт), что сокращает простой скважины и увеличивает ее накопленную добычу нефти. Следует учитывать, что выбор определенной технологии или вспомогательного оборудования должен осуществляться исходя из технико-экономических показателей по результатам практического применения.

1.5. Обоснование выбора технологий повышения эффективности эксплуатации скважин на основе комплексного использования эжекторных систем

Как уже было описано ранее, с течением времени становится все меньше месторождений «легкой» нефти, т.е. с неосложненными условиями эксплуатации. Вводятся в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, которые характеризуются низкими коллекторскими свойствами, геологической неоднородностью пластов и плохими физико-химическими свойствами нефти. Дополнительные сложности при добыче нефти создают и такие факторы, как высокая обводненность добываемого сырья, повышенное газосодержание, отложение солей и парафинов на стенках труб и оборудовании, высокое содержание механических примесей. Из этого следует, что условия эксплуатации действующего фонда скважин становятся все более сложными. Актуальной задачей является разработка, поиск и применение новых, более совершенных технологий добычи, транспортировки и подготовки нефти без изменения основных действующих систем.

Одним из вариантов решения проблемы высоких противодавлений на устьях скважин и, как следствие, низких значений погружения насоса под уровень жидкости, а также для повышения надежности и стабильности применяемого оборудования является внедрение насосно-эжекторных систем, где в качестве основного применяемого устройства является струйный аппарат (насос).

Струйный насос получил широкое распространение во многих областях науки и техники, что связано с простотой его конструкции, т.е. отсутствием подвижных частей и, как следствие, высокой надежностью, относительно малыми габаритными размерами (но это также зависят от предназначения и конструктивных особенностей), многофункциональностью [61-63]. Принцип работы струйного аппарата основан на явлении эжекции (от французского слова *ejection*) Эффект эжекции заключается в том, что поток с более высоким давлением, движущийся с большой скоростью, увлекает за собой среду низкого давления. Увлеченный поток называется эжектируемым [64]. Большое внимание в современных исследованиях уделяется тщательному изучению течения в струйных насосах [65-68].

Струйный насос (СН) состоит из основных компонентов: приемной камеры, конфузора, сопла, рабочей камеры и диффузора. Работа СН основана на принципе, включающем поступление активной фазы (потока) в аппарат через дроссель-сопло, утягивая за собой пассивную фазу из приемной камеры. Данный процесс возникает благодаря перетеканию сил в потоке, в результате чего давление в приемной камере понижается, что позволяет пассивной среде в нее проникнуть. После прохождения приемной камеры поток направляется в камеру смешения, где происходит обмен количеством движения между активным и пассивным потоками при их смешении, что влечет за собой передачу энергии от активного потока пассивному. Затем смесь двух потоков поступает в диффузор, где возрастает потенциальная энергия (кинетическая энергия превращается в потенциальную), и затем продолжает транспортироваться по трубопроводу.

Диапазон применения струйных аппаратов в нефтегазовой отрасли широк, он используется в различных задачах как в составе наземного, так и погружного оборудования.

В системах повышения нефтеотдачи пластов, в частности водогазового воздействия на пласт, используется попеременная или одновременная закачка воды и газа в пласт. Струйные аппараты применяются в данной технологии как устройство смешения, то есть создания водогазовой смеси разной концентрации жидкой и газовой фаз [69].

В исследованиях [70] показан опыт применения развития погружных насосно-эжекторных систем в составе погружного оборудования скважины и перспективное направление развития струйных аппаратов. Как уже было указано выше, одним из эффективных способов повышения межремонтного периода малодебитных скважин является технология «Тандем», включающая погружной электроцентробежный насос (ЭЦН) и СН. В процессе развития технологии «Тандем» и повышения эффективности системы «скважина – пласт – погружная установка» тестировались различные предвключенные устройства (газосепараторы и газодиспергаторы) и модернизировалась конструкция СН. Даже в самых суровых условиях эксплуатации скважин – при высоких входных газосодержаниях, нестационарных режимах работы, освоении бездействующих скважин и т.д. – технология показала себя с наилучшей стороны.

Одним из перспективных направлений использования насосно-эжекторных систем является их применение для одновременной эксплуатации погружного насоса (он нагнетает продукцию из нижнего пласта в сопло струйного аппарата) и эжектирования продукции из верхнего пласта. Однако для эффективного использования таких систем необходимо разработать методику расчета струйных аппаратов при откачке вязких газожидкостных смесей в условиях забоя, а также решить проблему измерения расходов и водонефтяного разделения продукции для каждого пласта отдельно.

Разработанная в 1980–1985 гг. под руководством Р.С. Яремийчука технология струйных аппаратов для стимулирования притока позволяет создавать многократные мгновенные депрессии и репрессии на пласт во время освоения скважины, что существенно улучшает приток флюида [71]. В работах [72-75] также описаны технологии, где используются силовые насосы для подачи рабочей жидкости в струйный насос. Однако недостатком таких установок является невысокое качество очистки рабочей жидкости при откачке из скважины с повышенным содержанием механических примесей.

Таким образом, применение насосно-эжекторных систем получило широкое распространение в нефтегазовой отрасли благодаря простоте конструкции, отсутствию подвижных частей, высокой надежности, относительно малым габаритным размерам. Зачастую применение струйных аппаратов ограничивается в силу сложности исполнения технологических параметров его работы и эффективного подбора необходимой конструкции с целью сохранения высокого коэффициента полезного действия всей установки. Поэтому фундаментальные принципы расчета струйных аппаратов при откачке вязких смесей играют ключевую роль при подборе необходимой компоновки. Экспериментальные и промышленные исследования насосно-эжекторных систем показали хорошие результаты, указывая на еще больший потенциал использования этих систем в будущем при надлежащем развитии оборудования.

Проведенные исследования применения струйных аппаратов в нефтегазовой отрасли позволяют сделать вывод, что они получили широкое распространение в самых разных технологических процессах – от вызова притока скважины до применения в технологии повышения нефтеотдачи пласта – водогазового воздействия, и это говорит об эффективности и надежности данных устройств.

1.6. Патентный поиск технических решений по тематике работы

Для определения тенденций и уровня развития технологии интенсификации добычи на основе использования энергии системы ППД, а также технического развития конструирования поверхностных струйных аппаратов был выполнен патентный поиск с ретроспективностью в 24 года (период с 1999 по 2023 г.). Для определения технического уровня отобраны патенты, устанавливающие наиболее высокие показатели эффективности снижения линейного давления, а также повышения надежности и коэффициента полезного действия струйных аппаратов.

Известен струйный аппарат [76], особенность которого заключатся в корпусе конфузора, который расположен между кольцевым соплом с постоянным радиусом и цилиндрическим участком камеры смешения, выполнен с геометрией профиля,

соответствующей части лемнискаты Бернулли (Рисунок 1.4). Как показали экспериментальные исследования, предлагаемая конфигурация корпуса конфузора обеспечила увеличение напора нагнетаемого газа или среды и, соответственно, показала наилучший КПД струйного аппарата по сравнению с другими типами исполнения аппарата.

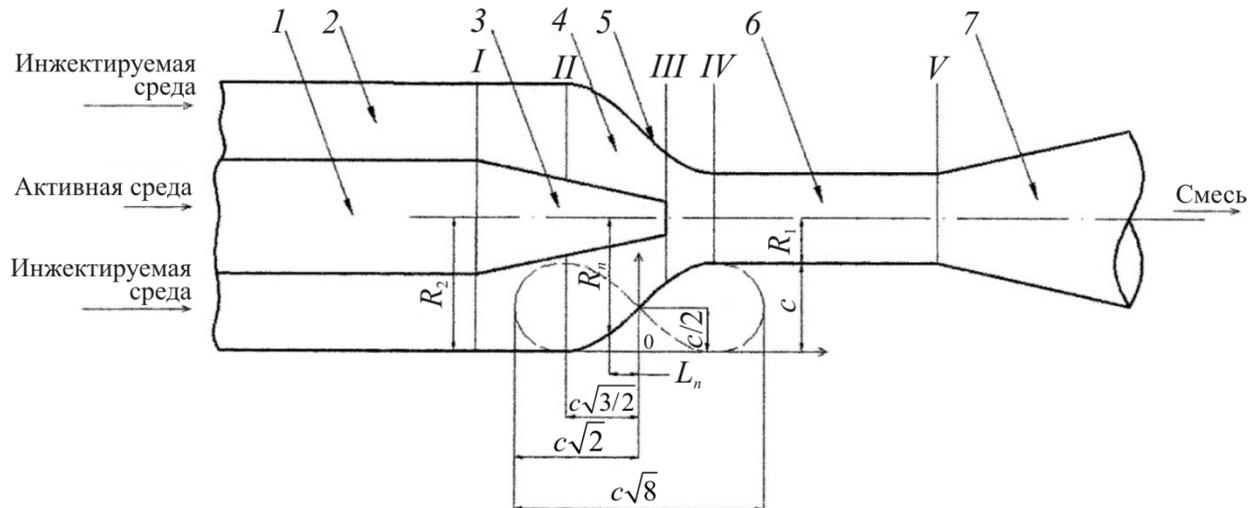


Рисунок 1.4 – Конструктивное исполнение струйного аппарата

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.4) состоит из следующих основных элементов: 1 – труба для подвода активной среды; 2 – кольцевая труба; 3 – центральное сопло для подвода активной среды; 4 – кольцевое сопло, предназначенное для подвода эжектируемой среды; 5 – конфузور; 6 – камера смешения; 7 – диффузор. Характерные сечения струйного аппарата: I – сечение в точке конца трубы 1, подводящей активный поток, II – сечение в точке конца постоянного радиуса трубы 2 кольцевого сопла 4 (сечения I и II по эжектируемому потоку могут совпадать), III – сечение в точке конца центрального сопла 3 и сечение входной части камеры смешения 6, IV – сечение в точке начала цилиндрического участка камеры смешения 6, V – сечение в точке начала диффузора 7.

Патент [77] предполагает повышение технологичности и расширение области применения струйных насосов, в особенности при добыче нефти. Предложенная конструкция имеет проточную вставку, которая размещена в корпусе сопла. Износостойкая проточная вставка выполнена разъемной и состоит по крайней мере из двух ча-

стей, контактирующих друг с другом по плоскости разъема (Рисунок 1.5). Предложенное устройство позволит широко использовать известные эффективные технологии упрочнения деталей и повысить надежность струйного аппарата.

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.5) состоит из следующих основных элементов: 1 – корпус сопла; 2 – камера смешения; 3 – диффузор; 4 – износостойкая проточная вставка; 5, 6 – составные части проточной вставки; 7 – плоскость разъема составных частей проточной вставки; 8 – продольная ось; 9 – корпус струйного насоса; 10 – входной патрубок; 11 – входной канал; 12 – выходной канал.

Описанный патент [78] демонстрирует способ обеспечения стабильной работы струйного насоса при перекачке газожидкостных смесей в широком диапазоне изменений газосодержания и производительности насоса. Это достигается с помощью камеры смешения, которая имеет переменное по длине проходное сечение. Камера смешения состоит из входного конического, сужающегося участка и последующих цилиндрических участков, соединенных последовательно между собой. Такое сочетание участков обеспечивает увеличение площади сечения на выходе из камеры смешения (Рисунок 1.6).

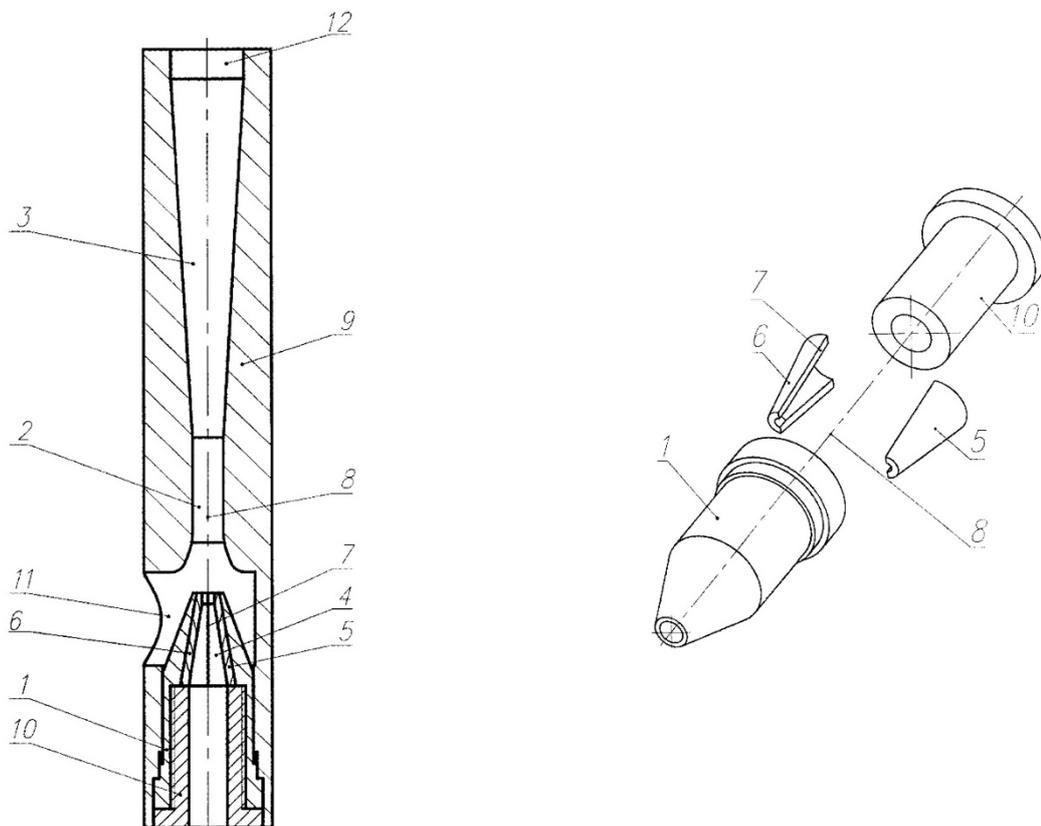


Рисунок 1.5 – Корпус сопла струйного аппарата и износостойкая проточная вставка

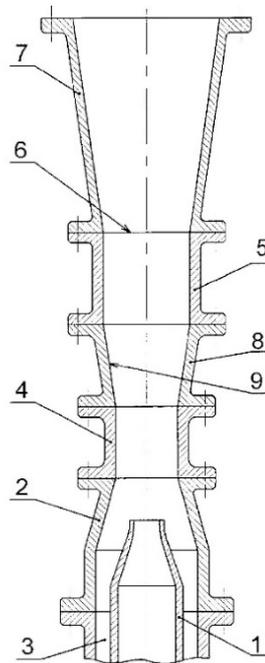


Рисунок 1.6 – Струйный аппарат с переменной по длине проходного сечения камерой смешения

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.6) состоит из следующих основных элементов: 1 – сопло; 2 – камера смешения; 3 – входной конический сужающийся участок; 4, 5 – цилиндрические участки; 6 – выход камеры смешения; 7 – диффузор; 8 – дополнительный диффузор; 9 – коническая поверхность; 10 – цилиндрические проточки.

Повышение надежности работы струйного аппарата путем исключения образования отложений в приемной камере и на рабочем сопле описан в патенте [79]. Технический результат достигается за счет размещенного в приемной камере многосоплового блока, рабочее сопло которого расположено в центре указанного блока, а омывающие сопла размещены равномерно по окружности на кольцевом участке блока, за счет чего не происходит образования отложений в приемной камере струйного аппарата (Рисунок 1.7).

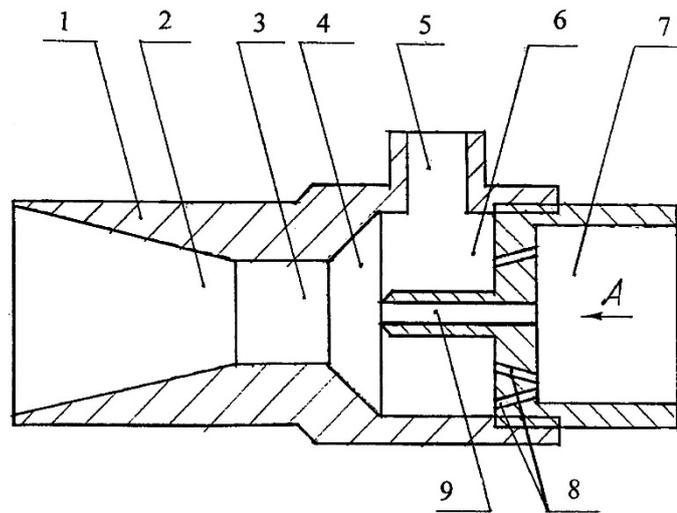


Рисунок 1.7 – Продольный разрез струйного аппарата с многосопловым блоком

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.7) состоит из следующих основных элементов: 1 – цилиндрический корпус; 2 – диффузор; 3 – камера смешения; 4 – конфузор; 5 – канал для подачи сыпучих компонентов; 6 – приемная камера; 7 – многосопловый блок; 8 – оmyвающие сопла; 9 – рабочее сопло.

Другой предложенный способ, описанный в патенте [80], направлен на обеспечение повышенной сейсмостойкости струйного насоса в условиях воздействия нагрузок в разных направлениях. Технический результат достигается за счет установки крестовины на патрубке подвода рабочей жидкости. Лопатки крестовины сцентрированы по внутренней поверхности корпуса насоса, что приводит к повышению надежности и стабильности работы насоса (Рисунок 1.8). При этом внешняя поверхность выходного участка, сопла и внутренняя часть поверхности корпуса имеют нелинейную выпукло-вогнутую форму, образуя кольцевой конусный канал, сужающийся в направлении движения рабочей жидкости.

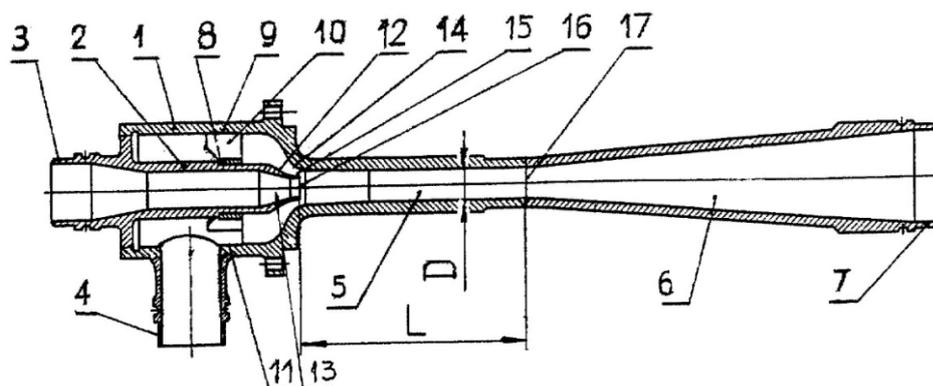


Рисунок 1.8 – Продольный разрез струйного аппарата с крестовины, установленной на патрубке подвода рабочей жидкости: 1 – корпус; 2 – сопло; 3 – патрубок подвода рабочей жидкости; 4 – всасывающий патрубок; 5 – камера смешения; 6 – диффузор; 7 – напорный патрубок; 8 – крестовина; 9 – периферийные участки лопаток; 10 – лопатки; 11 – внутренняя поверхность корпуса насоса; 12 – наружная поверхность выходного участка сопла; 13 – выходной участок сопла; 14 – ответная внутренняя часть внутренней поверхности корпуса насоса; 15 – кольцевой конусный канал; 16 – конфузор; 17 – диффузор

Описанный в патенте [81] технический результат направлен на увеличение КПД струйного насоса за счет изменения геометрической формы проходных сечений сопла, которое выполнено в виде серии каналов с профилем, представляющим собой симметрично расположенные канавки, постепенно увеличивающиеся в диаметре. На срезе по выходу каналы имеют форму лепестка (Рисунок 1.9). Применение такого сопла позволяет увеличить эффективность работы насоса.

В патенте [82] описывается еще один способ повышения увеличения КПД эжекционного аппарата. За счет кратного увеличения площади пассивного потока и неизменной площади выходного поперечного сечения сопла рабочего потока происходит увеличение турбулентного пограничного слоя, а следовательно, зоны смешения.

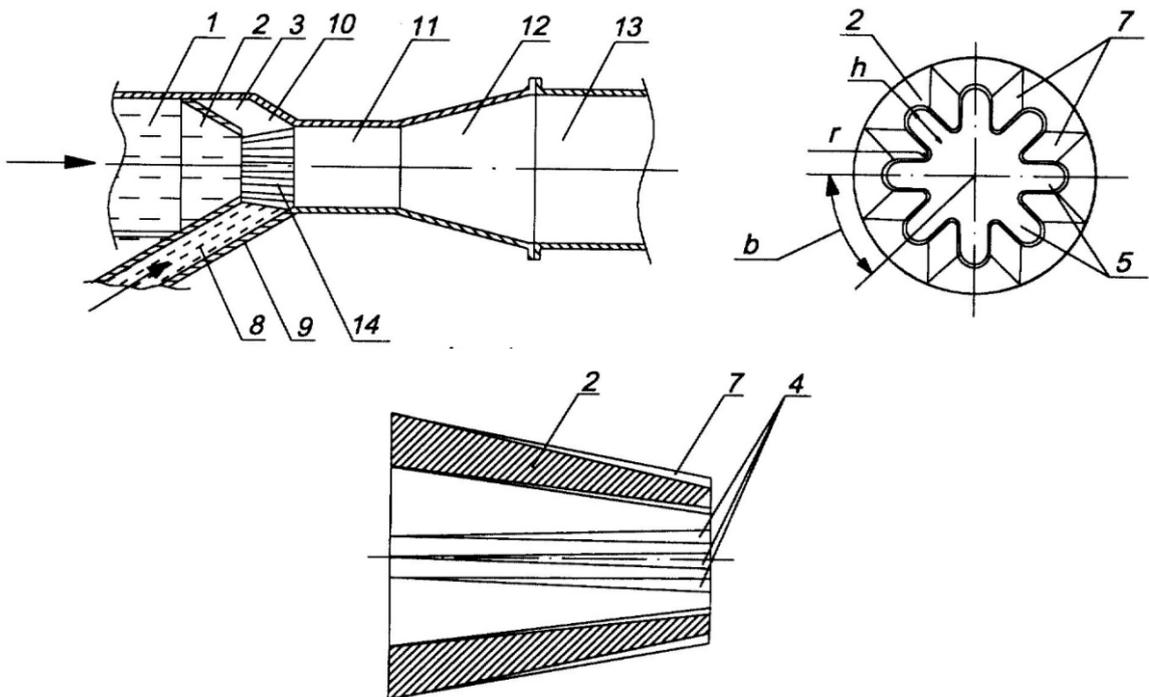


Рисунок 1.9 – Продольный разрез струйного аппарата и поперечный разрез сопла рабочего потока: 1 – напорный трубопровод; 2 – сопло; 3 – приемная камера; 4 – углубляющиеся канавки; 5 – углубляющиеся канавки в форме лепестка; 6 – углубляющиеся канавки в форме фигурной равнобокой трапеции с соотношением высоты профиля h и шага b ; 7 – расширяющиеся в направлении движения рабочего потока канавки; 8 – пассивный поток; 9 – патрубок пассивного потока; 10 – входной участок камеры смешения; 11 – камера смешения; 12 – диффузор; 13 – нагнетательный трубопровод; 14 – перемешивающиеся струи активного потока

Известен струйный аппарат [83], в котором реализована возможность плавного регулирования коэффициента эжекции в диапазоне от его максимального значения до минимального значения при неизменном расходе активного потока. Технический результат достигается за счет предкамерного канала, в котором установлено активное сопло с возможностью осевого перемещения посредством двух установочных винтов-упоров (Рисунок 1.10).

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.10) состоит из следующих основных элементов: 1 – напорный трубопровод; 2 – патрубок подвода активного потока; 3 – предкамерный канал; 4 – активное сопло; 5 – приемная камера; 6 – установочные винты-упоры; 7 – направляющие поворотные прорези; 8 – уплотнительные кольца; 9 – крепежные замки; 10 – пассивный поток; 11 – патрубок подвода пассивного потока; 12 – входной участок камеры смешения; 13 – камера смешения; 14 – диффузор; 15 – нагнетательный трубопровод; 16 – перемешивающиеся струи активного потока.

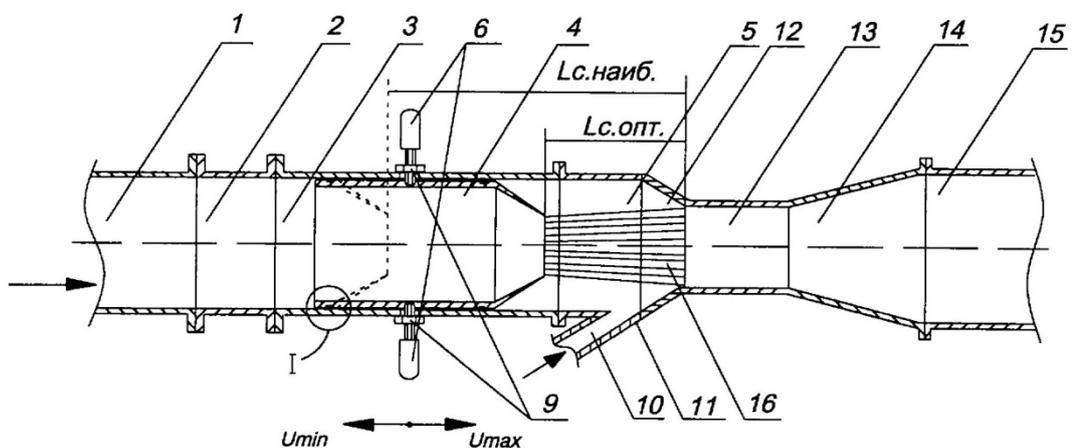


Рисунок 1.10 – Продольный разрез струйного аппарата с сопряжением предкамерного канала и активного сопла

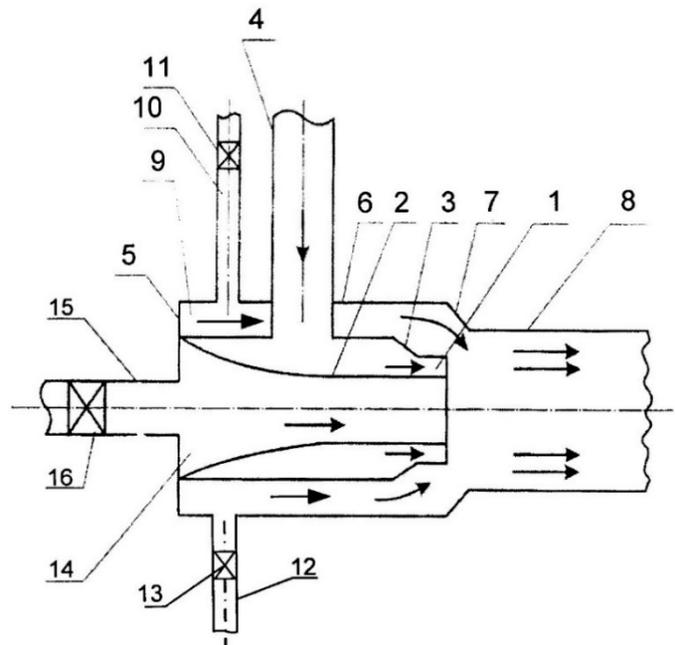


Рисунок 1.11 – Продольный разрез струйного аппарата с дополнительными всасывающими поверхностями

Как правило, струйные насосы предназначены для перекачки двухкомпонентной среды (активная и пассивная), но известны конструкции струйных насосов, предназначенных для одновременной перекачки трех и четырехкомпонентной среды (одна активная и несколько пассивных) [84, 85]. Технический результат достигается за счет того, что в кольцевое отверстие врезаны дополнительные трубопроводы с задвижками, в основном они используются как вспомогательные, т.е. для подачи химических реагентов (Рисунок 1.11).

Струйный аппарат (см. Рисунок 1.11) состоит из следующих основных элементов: 1 – кольцевая щель; 2 – внутреннее сопло; 3 – наружное сопло; 4 – трубопровод; 5 – кольцевая заглушка; 6 – полый стакан; 7 – конфузор; 8 – смеситель; 9 – кольцевое отверстие; 10 – трубопровод; 11 – задвижка; 12 – трубопровод; 13 – задвижка; 14 – центральное отверстие; 15 – трубопровод; 16 – задвижка;

Технологий по повышению эффективности добычи нефти с использованием струйных аппаратов достаточно много. Основными являются технологии по сни-

жению затрубного давления с целью увеличения глубины погружения ГНО под динамический уровень, что, в свою очередь, позволит снизить риск отказа его работы по «недогрузу». В патенте [86] описано устройство для снижения давления газа в затрубном пространстве скважин, содержащее струйный насос. Цель разработки – увеличение глубины погружения ГНО под динамический уровень при эксплуатации скважин электроцентробежными, электровинтовыми и электродиафрагменными насосами для повышения эффективности добычи нефти из скважин с высоким газовым фактором. Указанный технический результат достигается за счет струйного насоса, камера разряжения которого соединена с затрубным пространством скважины отдельной линией, содержащий обратный клапан (Рисунок 1.12). Рабочим агентом струйного насоса служит добываемая жидкость, которая поступает на активную часть струйного насоса. Преимущества разработки – просчитанная автоматизация процесса и возможность подачи метанола с целью исключения гидратных пробок и возможность оперативного переключения на штатный режим работы скважины в случае поломки оборудования.

Технологическая схема снижения давления в затрубном пространстве (см. Рисунок 1.12) состоит из следующих основных элементов: 1 – устьевая запорная арматура скважины; 2 – байпасная линия; 3 – линия отбора скважинной жидкости; 4 – струйный насос; 5 – линия соединения камеры разряжения струйного насоса с затрубным пространством скважины; 6 – обратный клапан; 7 – электромагнитные клапаны; 8 – регулируемая штуцерная камера; 9 – пробоотборник для подачи метанола; 10 – манометры; 11 – автоматический уровнемер; 12, 13, 15 – линейная задвижка; 14 – эжекционная система.

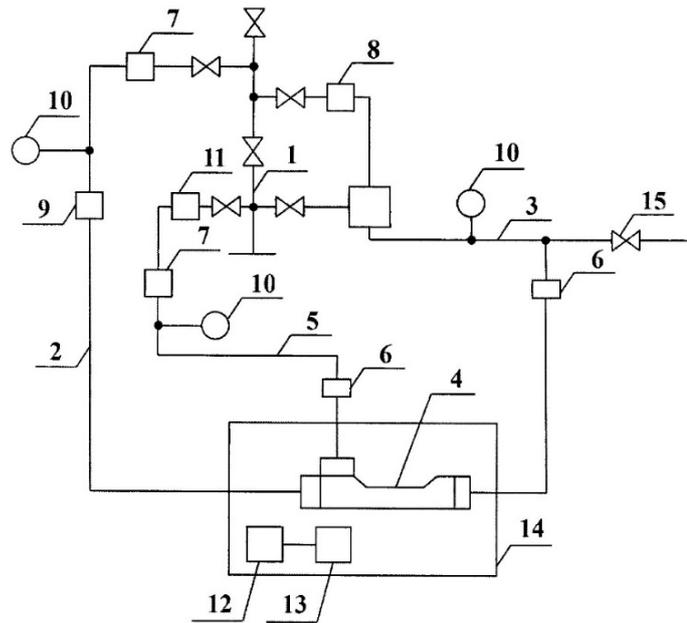


Рисунок 1.12 – Технологическая схема снижения давления
в затрубном пространстве

Способ снижения затрубного давления механизированных скважин и устройство для его осуществления описано в патенте [87]. Способ включает совместную обвязку высоконапорной газовой или нефтяной скважины с высоким потенциалом и низконапорную нефтяную скважину с низким потенциалом и высоким газовым фактором. Устройство осуществления состоит в следующем: устанавливается поверхностный струйный аппарат, где в качестве рабочего агента выступает жидкость или газ высоконапорной скважины, а в качестве пассивного агента – газ из затрубного пространства низконапорной скважины (Рисунок 1.13). За счет реализации данной технологии прогнозируется повышение эффективности добычи нефти из низконапорной скважины.

Технологическая схема снижения давления в затрубном пространстве (см. Рисунок 1.13) состоит из следующих основных элементов: 16 – продукция скважины; 17 – линия высокого давления; 18 – низконапорный поток скважины; 19 – линия низкого давления; 20 – устьевой газоструйный аппарат; 21 – коллектор; 22 – объекты сбора скважинной продукции; 23 – выкидная линия скважины, из затрубного пространства которой отбирается попутный нефтяной газ.

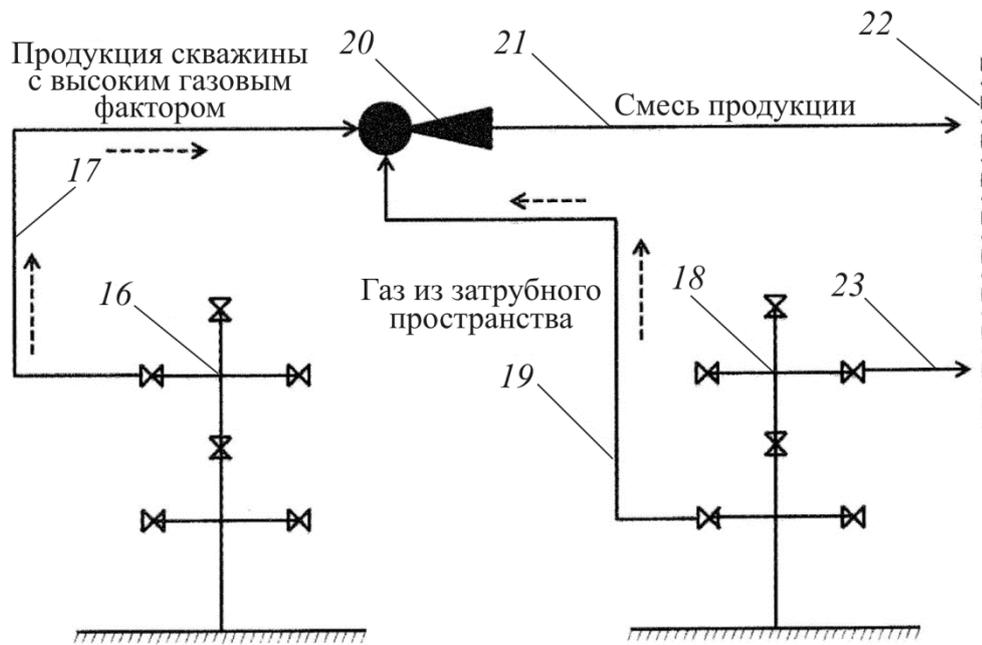


Рисунок 1.13 – Технологическая схема снижения давления в затрубном пространстве в низкодебитных скважинах

Патент [88] описывает устройство для отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающей скважины. Технический результат достигается при помощи узла фиксации, узла сверления и узла сброса давления (Рисунок 1.14). Это устройство повышает надежность конструкции, используемой при работе на нефтедобывающей скважине, и может применяться для безопасного вскрытия межколонного пространства при подготовке к ремонту скважин.

Устройство отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающей скважины (см. Рисунок 1.14) состоит из следующих основных элементов: 1 – основание; 2 – центральное сквозное отверстие; 3–7 – зажимные полотна, выполненные в виде тонких дугообразных пластин; 8 – шарнирные соединения; 9 – откидной болт; 10 – узел крепления откидного болта; 11 – основной патрубок полого цилиндра; 12 – шаровой кран; 13 – сверло; 14 – цанга; 15 – цельный шток; 16 – гайка; 17 – корпус узла герметизации; 18 – сальниковые кольца; 19 – уплотнительное кольцо; 20 – отводящий патрубок отвода газа; 21 – муфтовый шаровый кран; 22 – наружная поверхность кондуктора.

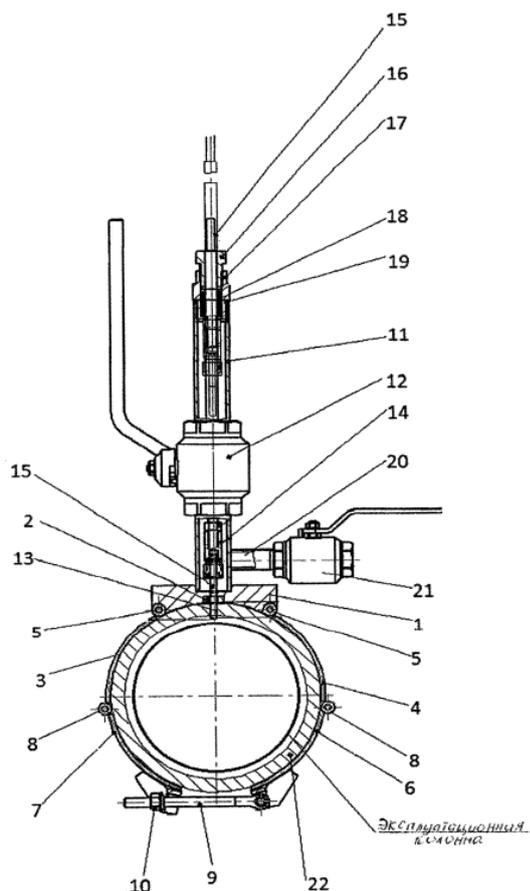


Рисунок 1.14 – Устройство отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающих скважин

Устройство для сброса нефтяного газа из затрубного пространства нефтяной добывающей скважины описано в работе [89]. Сущность изобретения – установка разработанного эжекторного устройства и обратного клапана на устье скважины с помощью быстроразъемного соединения. Благодаря созданию пониженного давления в приемной камере, по сравнению с затрубным пространством, происходит эффективная откачка газа из затрубного пространства (Рисунок 1.15). Устройство повышает эффективность добычи нефти благодаря увеличенному сбросу нефтяного газа из затрубного пространства и характеризуется упрощенным монтажом и обслуживанием. Подобная технология, которая отличается применением поверхностного струйного аппарата, описана в патенте [90]. Технология, описанная в работе [91], аналогична вышеуказанным, но отличается тем, что параллельно струйному

устройству врезана байпасная линия с дополнительными задвижками для отсечения струйного устройства и открытия протока скважинной жидкости на время подбора и смены сопла струйного устройства.

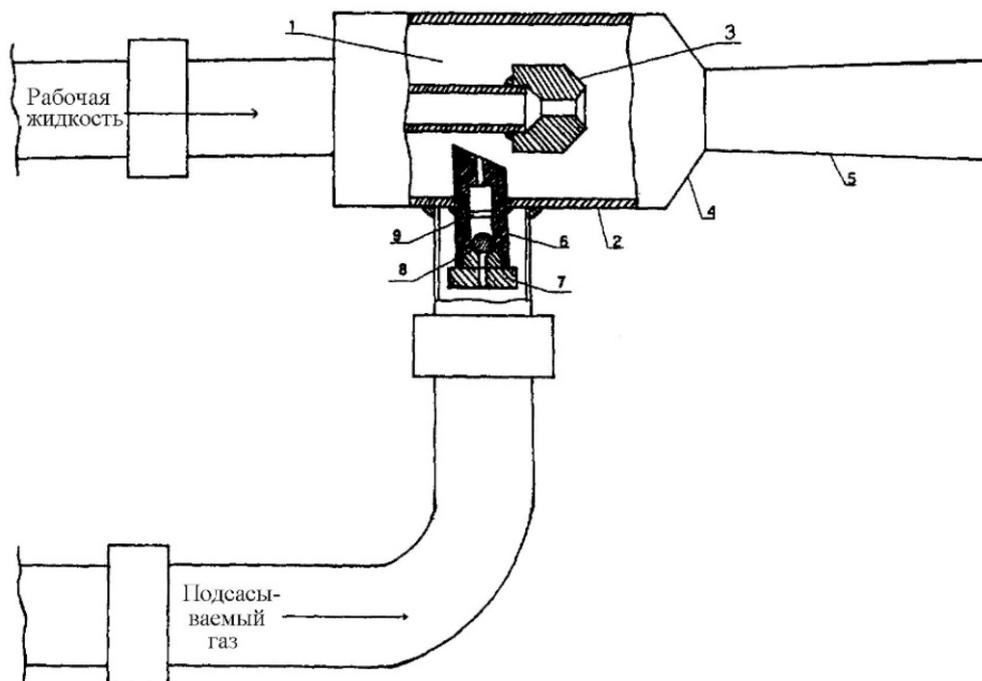


Рисунок 1.15 – Эжекторное устройство для сброса нефтяного газа из затрубного пространства [89]: 1 – приемная камера; 2 – корпус; 3 – активное сопло; 4 – пассивное сопло; 5 – диффузор; 6 – обратный клапан; 7 – седло клапана; 8 – шарик клапана; 9 – стопорный штифт

Описанные выше способы и устройства основаны на едином принципе работы эжекторной установки, который в данных системах основывается на эжекции – механическом процессе, базирующемся на способности высокоскоростного активного потока инициировать движение окружающей среды вокруг себя – пассивного (спутного) потока. В результате взаимодействия струи с окружающей средой происходит интенсивное турбулентное смешивание активного и пассивного потоков в пограничном слое струи. При этом осуществляется передача энергии от активного потока к пассивному, а также увеличение общего расхода жидкости по мере удаления от сопла. Формирование смешанного потока на выходе из камеры струйного насоса происходит благодаря силам сдвига и обмену импульсами между активным и пассивным потоками. Затем общий поток проходит через

диффузор, где происходит усиление его потенциальной энергии за счет кинетической.

Принципиальная схема струйного насоса в разрезе показана на Рисунке 1.16.

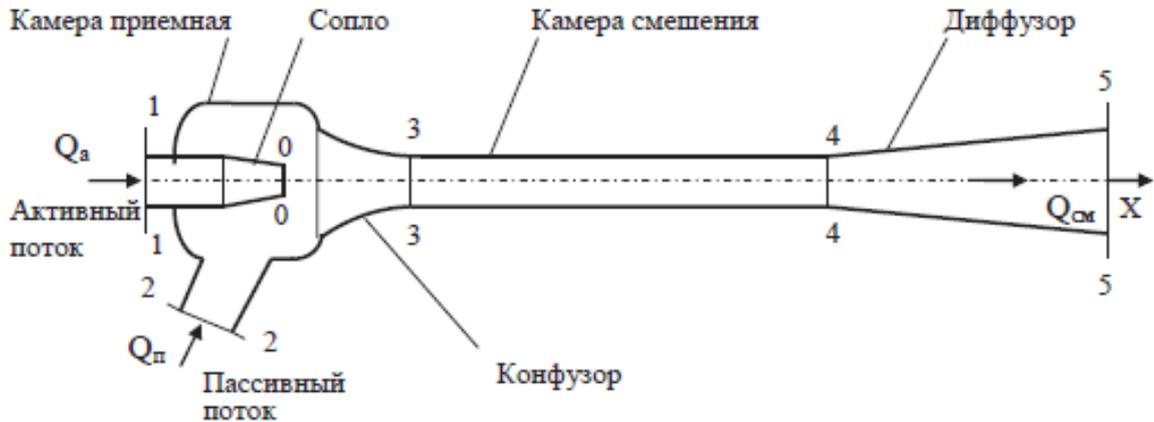


Рисунок 1.16 – Принципиальная схема струйного аппарата

Работу струйного насоса в системе отражают следующие параметры: объемные расходы активного Q_a , пассивного Q_p и общего $Q_{см}$ потоков; напоры активного H_1 , пассивного H_2 потоков перед аппаратом, потока смеси на выходе струйного насоса H_5 .

Для оценки эффективности работы струйного насоса приняты следующие показатели:

- напор активного потока $H_{1-2} = H_1 - H_2$ – превышение удельной энергии активного потока перед соплом над удельной энергией пассивного потока в приемной камере;
- напор струйного насоса $H_{5-2} = H_5 - H_2$ – разность удельных энергий пассивного потока на выходе и входе струйного насоса;
- производительность аппарата (если рассматривать аппарат как насос, то следует учитывать расход пассивной среды Q_p , а если рассматривать аппарат как смеситель, то следует рассматривать расход смеси $Q_{см}$).

Количественно эффективность работы эжектора характеризуется коэффициентом полезного действия (КПД):

$$\eta = \frac{Q_n \cdot H_{5-2} + K \cdot Q_a \cdot H_{1-2}}{Q_a \cdot H_{1-2}}, \quad (1.1)$$

где K – безразмерный коэффициент полезного использования остаточной энергии активного потока, $0 \leq K \leq 1$.

Взаимосвязь безразмерных параметров $h = f \cdot (q, \Omega)$ является важнейшей характеристикой струйного насоса [64]. Таким образом, определяющими эффективностью устройства параметрами являются напорно-расходные характеристики. Таким образом, влияние разности удельных энергий (разности напоров) пассивного потока на выходе и входе струйного насоса на его КПД является определяющим параметром при выборе конструкции и места использования СН.

В ходе выполнения анализа тенденций развития способов повышения эффективности добычи нефти выявлено, что применение струйных аппаратов является целесообразным и перспективным направлением в заявленной проблеме, а основными аспектами развития использования струйных насосов являются:

- совершенствование конструкции струйных аппаратов;
- разработка технологий повышения эффективности добычи нефти за счет применения поверхностных струйных аппаратов.

Основной целью доработки и совершенствования конструкции струйных аппаратов является повышение коэффициента полезного действия и надежности конструктивных элементов при эксплуатации. Технологии повышения эффективности добычи нефти на основе применения поверхностных струйных аппаратов в основном направлены на снижение затрубных давлений добывающих скважин, что приводит к повышению глубины погружения насосного оборудования под динамический уровень, увеличивает стабильность его работы и создает потенциал для увеличения добычи нефти из скважины.

Основные выводы по главе 1

1. Анализ мировой и отечественной механизированной добычи нефти позволил выявить тенденцию развития применения ГНО. Наиболее универсальным и предпочтительным способом эксплуатации добывающих скважин является использование электроцентробежных насосов, доля штанговых глубинных насосов, напротив, снижается, что связано с низким КПД и высокой металлоемкостью оборудования.

2. Описаны предпосылки для формирования стойких водонефтяных эмульсий в стволе скважины и по системе сбора скважиной продукции, рассмотрены механизмы формирования водонефтяной эмульсии различными видами ГНО и фонтанирования в разных условиях обводненности добываемой продукции. Наиболее стойкие к самопроизвольному разделению эмульсии образуются в электроцентробежных насосах и при фонтанном способе эксплуатации скважины. Установлено, что основными причинами снижения эффективности добычи нефти являются свойства добываемого сырья: высокая вязкость эмульсии и высокий газовый фактор нефти, значительное содержание асфальтенов, смол и парафинов в ней, которые выступают природными эмульгаторами при формировании эмульсии.

3. Способы повышения эффективности добычи нефти без замены ГНО зависят от конкретных причин, которые стоят перед эксплуатирующим предприятием (АСПО, коррозионная активность перекачиваемой среды, высокий газовый фактор нефти и т.д.). В последнее время широкое распространение получило применение специальных химических реагентов и присадок, которые могут решать широкий спектр задач.

4. Актуальной задачей для нефтегазовых предприятий является разработка, поиск и применение новых, более совершенных технологий добычи, транспортировки и подготовки нефти без изменения основных действующих систем, так как они не влекут за собой больших капитальных затрат – основного источника финансовых вложений. Перспективным направлением повышения эффективности до-

бычи нефти является применение насосно-эжекторных систем – струйного аппарата. Струйные насосы обладают высокой надежностью, относительно малыми габаритными размерами и многофункциональностью, благодаря чему они получили широкое распространение во многих областях науки и техники, в частности в нефтегазовой отрасли.

5. Патентные исследования по тематике данной работы позволили выявить основные тенденции развития насосно-эжекторных систем в области повышения эффективности добычи нефти: совершенствование конструкции струйных аппаратов (увеличение КПД установки), а также разработка непосредственных технологий повышения эффективности добычи нефти за счет применения поверхностных струйных аппаратов.

Основными задачами данной работы являются:

- повышение эффективности добычи нефти с использованием насосно-эжекторных систем без замены ГНО и переориентации существующих технологических процессов;
- изучение научных основ расчета процесса эжектирования в струйном аппарате, проведение математического моделирования процесса работы поверхностного струйного насоса в условиях эжектирования скважинной продукции;
- разработка технологической схемы, оптимальных технологических параметров процесса, конструктивных особенностей струйного аппарата с целью повышения эффективности добычи нефти с использованием энергии системы ППД;
- формирование критериев для подбора скважин-кандидатов под внедрение комплексной технологии интенсификации добычи, подбор объекта;
- проведение лабораторных исследований и моделирования работы струйного аппарата на подобранном объекте с учетом предварительно проведенных лабораторных и стендовых исследований;
- проведение проверочных расчетов на интегрированной модели месторождения по влиянию разработанной технологии на систему сбора и транспорта углеводородного сырья;

– оценка технологической и экономической эффективности применения технологии.

Внедрение указанной технологии повышения эффективности добычи нефти позволит снизить линейные и, как следствие, затрубные давления добывающих скважин с высоким газовым фактором, снизить избыточное давление в затрубном пространстве и использовать полный потенциал скважины (возможность увеличение дебита скважины), а также отдалить срок отказа работы оборудования и продлить срок службы погружной насосной установки.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ППД И ПОДБОР ОБЪЕКТА ДЛЯ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Итогом литературного обзора тенденций развития способов и технологий повышения эффективности добычи нефти и эксплуатации скважин без смены ГНО является применение технологических эжекторных устройств в совокупности с существующим нефтепромысловым оборудованием.

Подбор эжекторного аппарата в условиях работы со скважинной продукцией является сложной задачей и сводится к определению напорно-расходной характеристики устройства, материального баланса и оценке возможности его применения в производственных задачах.

Проблематика месторождений, на которых кустовые площадки скважин находятся на большом отдалении от дожимной насосной станции (ДНС), связана с высокими устьевым, а, следовательно, и затрубным давлениями скважин. В таких условиях существует неиспользованный потенциал по добыче нефти за счет снижения противодавления на устьях добывающих скважин.

2.1. Разработка технологической схемы эжектирования воды нагнетательных скважин и использования энергии системы ППД

Добыча нефти и газа – сложный процесс, который требует постоянного внедрения инновационных технологий и оптимизации. В современных условиях снижения рентабельности добычи углеводородного сырья актуальной задачей является поиск и внедрение более эффективных методов и технологий его добычи.

При рассмотрении инновационных технологий добычи нефти и газа важно учитывать экономическую целесообразность внедрения той или иной разработки, поэтому одним из пунктов эффективного внедрения является сохранение работоспособности эксплуатируемого оборудования и следование имеющимся производ-

ственным процессам. Учет этих факторов позволит повысить экономическую эффективность внедряемой технологии или оборудования при относительно малых финансовых затратах.

Одним из методов оптимизации добычи нефти, не требующим значительных капитальных вложений, является снижение давления в затрубном пространстве добывающих скважин.

Как известно, системы ППД хранят в себе высокий энергетический потенциал, который создается за счет нагнетания высокого давления в системы трубопроводов. В связи с этим актуальной задачей для научного исследования является использование энергетического потенциала системы ППД в целях повышения эффективности добычи нефти и газа. Использование энергии системы ППД предполагается применять в совокупности со струйным аппаратом, где в качестве активной среды будет выступать агент с системой ППД, а в качестве пассивной – водонефтяная эмульсия с выкидной линией после автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ).

Внедрение поверхностного струйного аппарата в систему сбора и использование энергии системы ППД позволит повысить эффективность эксплуатации добывающих скважин путем снижения линейных давлений добывающих скважин и получения дополнительной добычи [92-95].

На Рисунке 2.1 представлена принципиальная схема комплексной технологии повышения эффективности добычи нефти на основе использования энергии системы ППД.

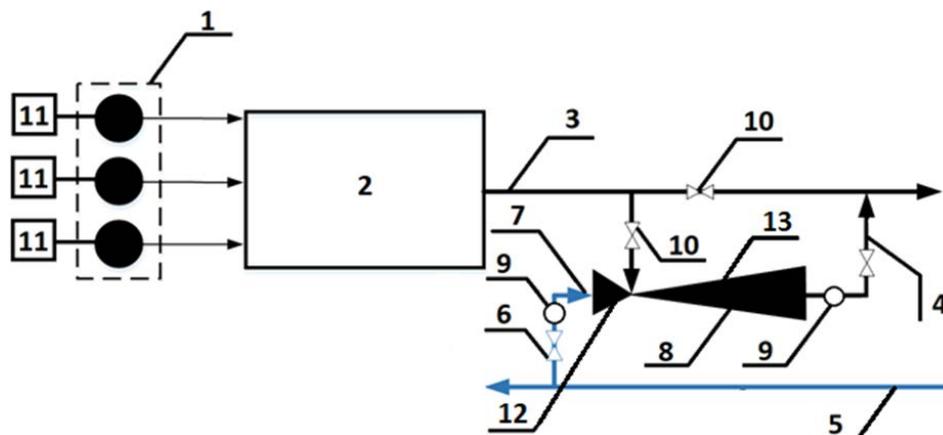


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе использования энергии системы поддержания пластового давления

Комплексная технология (см. Рисунок 2.1) содержит: 1 – добывающие скважины, 2 – АГЗУ, 3 – нефтесборный коллектор, 4 – байпасную линию, 5 – высоконапорный водовод системы ППД, 6 – электромагнитную дисковую задвижку с набором штуцеров, 7 – линию подвода активного агента, 8 – струйный насос, 9 – манометр, 10 – электромагнитную задвижку (аварийная), 11 – автоматический уровнемер, 12 – приемную камеру струйного насоса 8, 13 – камеру смешения струйного насоса 8.

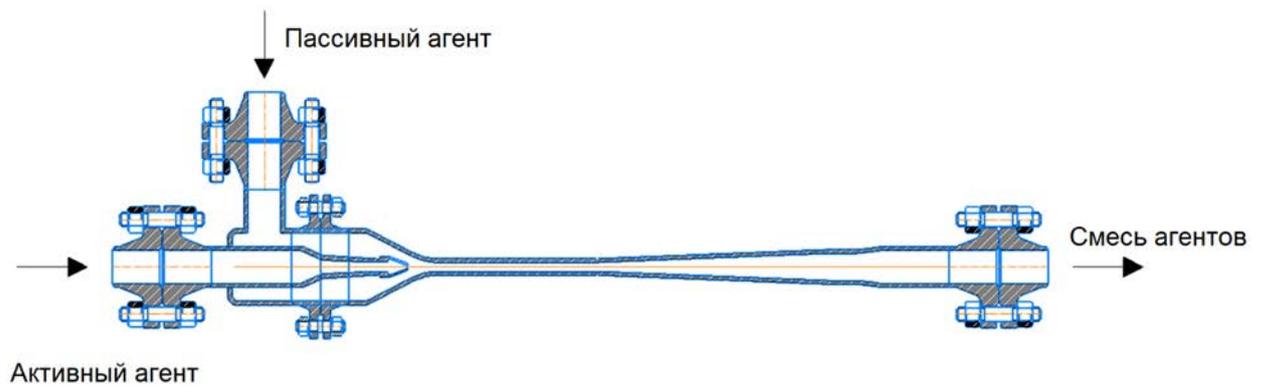


Рисунок 2.2 – Конструкция струйного аппарата

В работе использовалась типовая конструкция струйного насоса с внутренним диаметром камеры смешения – 12 мм и различными вариантами диаметра сопла – 2,5–4 мм. Фланцевые соединения и диаметры отводов соответствовали существующим диаметрам труб выкидных линий и нефтепромысловых трубопроводов. На Рисунке 2.2 представлена типовая конструкция такого струйного аппарата, применяемого в комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе использования энергии системы ППД.

2.2. Описание технологического процесса и технологической схемы комплексной технологии интенсификации добычи нефти

Комплексная технология реализуется следующим образом: с группы добывающих скважин 1 по нефтесборному коллектору 3 скважинная продукция (пассивный агент) поступает через АГЗУ 2 на вход в струйный насос 8 (в приемную

камеру 12), камера смешения 13 и выход которого соединены с нефтесборным коллектором 3 байпасной линией 4. От высоконапорного водовода системы ППД 5 по линии подвода активного агента 7 через дисковую штуцерную электромагнитную задвижку 6 вода (активный агент) также поступает в приемную камеру 12 струйного насоса 8 через сопло (не показано). При этом происходит снижение линейного давления в добывающих нефтяных скважинах 1 посредством создания разряжения.

Давление в линиях 7 и 4 контролируется манометрами 9. Линии 3 и 4 снабжены аварийными электромагнитными задвижками 10. Регулирование напора потока воды в процессе работы насоса осуществляют с помощью дисковой штуцерной задвижки 6 с набором штуцеров. Для контроля динамического уровня в добывающих скважинах 1 установлены автоматические уровнемеры 11.

Дисковая штуцерная электромагнитная задвижка 6, манометры 9, электромагнитные задвижки 10 и автоматические уровнемеры 11 осуществляют удаленный мониторинг и контроль их работы с пульта управления (не показан).

Описанная технология позволяет снизить линейные давления добывающих скважин, что создает условия для снижения затрубного и буферного давления и увеличения глубины погружения ГНО под динамический уровень. Погружение ГНО по динамический уровень увеличивает надежность работы погружного оборудования, снижает количество его отказов и способствует увеличению отбора жидкости из скважины.

2.3. Формирование критериев для подбора объектов

под внедрение комплексной технологии интенсификации добычи

Рациональное внедрение разработанной технологии повышения эффективности добычи нефти требует тщательного подбора объекта, на котором будет опробована данная разработка, в связи с чем проведено ранжирование применимости технологии на объектах нефтедобычи и транспорта:

1. Применение данной технологии на АГЗУ является наиболее перспективным ввиду наличия значительного расхода жидкости в трубопроводе и возможности влияния на ряд нефтедобывающих скважин с целью увеличения экономической эффективности.

2. Применение технологии на отдельной скважине теоретически возможно, однако для этого целевой объект должен обладать значительным дебитом (более 30 м³/сут) и продуктивностью.

3. Применение технологии на ДНС не окажет влияния на систему сбора ввиду схожести результата работы ДНС и струйного насоса. Установка струйного насоса как до, так и после ДНС несостоятельна ввиду отсутствия технологического эффекта.

Критерии выбора АГЗУ:

1. Расположение кустовой площадки вблизи установки предварительного сброса воды (УПСВ) или установки предварительной подготовки нефти (УППН) с целью недопущения дополнительной перекачки жидкости через дожимные насосные станции.

2. Присутствие давления в системе ППД более 8 МПа.

3. Система ППД должна быть реализована на основе закачки подтоварной или пресной воды.

4. Потенциал по пропускной способности внутрипромыслового трубопровода должен быть не менее 40 % от существующего объема.

5. Обводненность продукции АГЗУ менее 60 %. Данный диапазон обводненности выбран с целью смещения точки инверсии фаз для снижения вязкости транспортируемой жидкости и увеличения кинетики расслоения системы.

6. Необходимо наличие на кусте не менее трех нефтедобывающих скважин для рассмотрения эффекта от применения технологии на различных скважинах. Количество скважин определено, исходя из минимально необходимого числа замеров эффективности, необходимых для оценки применения технологии.

7. Необходимо наличие на кусте добывающих скважин, эксплуатируемых двумя различными типами установок (ШГН/ЭЦН/ШВН и т.д.). Данный критерий необходим для оценки влияния технологии на различные виды ГНО.

Таким образом, разработка критериев эффективного применения комплексной технологии интенсификации добычи на основе использования энергии системы ППД позволяет эффективно подобрать объект внедрения и исключить возможные риски недостижения поставленных задач.

2.4. Подбор объекта для внедрения предлагаемой технологии

С целью подбора объекта для апробации использования дополнительной потенциальной энергии, направленной на снижение устьевых линейных и затрубных давлений скважин для выявления потенциала по добыче скважинной продукции был проведен анализ фонда добывающих скважин 12 нефтедобывающих цехов месторождений Пермского края. По результатам анализа оценивалась доля фонда, осложненная образованием высоковязких эмульсий, а также интенсивной коррозионной активностью, негативно влияющей на нефтепромысловое оборудование. Приведенные виды осложнений выбраны ввиду возможности их прогрессирования при применении технологии интенсификации добычи нефти путем использования энергии системы ППД. На Рисунке 2.3 представлены результаты анализа добывающего фонда 12 нефтедобывающих цехов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

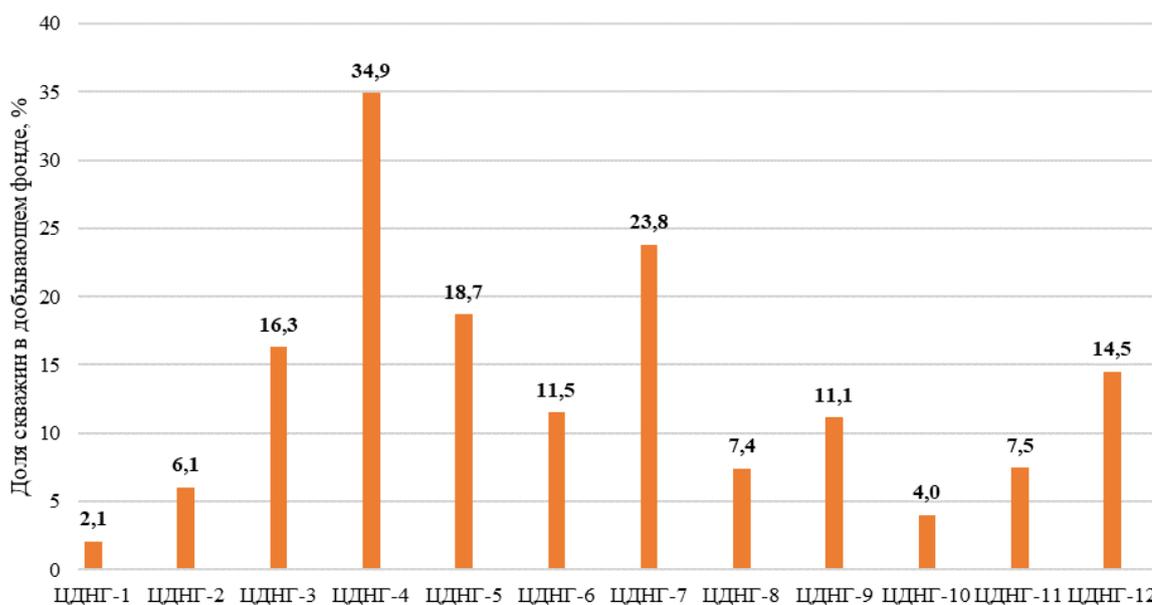


Рисунок 2.3 – Статистика осложнения цехов по причине образования высоковязких эмульсий и интенсивной коррозии нефтепромыслового оборудования

Исходя из приведенной информации, очевидно, что наименьшая доля осложненного фонда по причине образования высоковязких эмульсий и коррозии оборудования наблюдается в ЦДНГ-1. Ввиду значительного фонда добывающих скважин в ЦДНГ-1 для выбора целевого объекта принято Павловское месторождение вследствие его большого размера и наличия системы ППД. Геолого-физическая характеристика Павловского месторождения (ЦДНГ-1) приведена в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика Павловского месторождения (ЦДНГ-1)

ЦДНГ	Объект разработки	Плотность нефти, кг/м ³		Динамическая вязкость нефти, мПа·с		Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с		Давление насыщения пластовой нефти газом, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Содержание в нефти, %			
		пл. ρ _{н.пл}	дегаз. ρ _{н.д.}	пл. μ _{н.пл}	дегаз. μ _{н.д.}	пл. ν _{н.пл}	дегаз. ν _{н.д.}			парафинов	смола	асфальтенов	серы
1	Бш	880	894	16,0	38,89	18,18	43,50	5,19	21,0	3,51	17,15	3,89	2,39
	Тл+Бб	833	891	6,0	48,45	7,20	54,38	10,49	40,0	3,12	18,2	4,15	2,03
	Т	824	912	9,0	113,6	10,92	124,56	10,29	46,0	3,68	12,38	4,94	2,98

На Павловском месторождении промышленно нефтеносны: верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс (пласты Т₂, Т₁), ниже-средневизейский терригенный комплекс (пласты Р_д, Бб₂, Бб₁, Тл_{2-б}, Тл_{2-а}), окско-серпуховско-башкирский карбонатный комплекс (пласты Бш₂, Бш₁), верейский карбонатный комплекс (пласт В₃В₄).

На Павловском месторождении нефть битуминозная (плотность более 0,895 г/см³), повышенной вязкости (вязкость до 30 мПа·с), средняя по газосодержанию до 50 м³/т, высокосернистая (содержание серы до 3,5 %), парафинистая (содержание парафина до 6,0 %), высокосмолистая (содержание смол и асфальтенов более 15 %). Попутный газ характеризуется низким содержанием азота (6,9 %) при высоком содержании метана (35 %).

Для определения зоны выбора перспективного объекта для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) необходимо определить ДНС с наибольшим средним линейным давлением. Собранная статистика приведена в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Ранжирование ДНС на Павловском месторождении

ДНС	Количество скважин	Среднее $Q_{ж}$, м ³ /сут	Среднее $P_{лин}$, МПа	Среднее $K_{пр}$, м ³ /(сут·МПа)
ДНС-0104Пжд	65	11	0,73	4,6
ДНС-0106Тр	64	10	0,66	5,66
ДНС-0107Судн	88	7,3	0,97	2,75
ДНС-0112Брк	106	16,1	1,16	12,1
УСУ-0103п	65	11,5	0,93	4,16

На основании данной статистики очевидно, что наиболее перспективным является применение технологии на объектах ДНС-0112Бр, поскольку скважины на данной ДНС обладают высоким устьевым давлением при наличии значительного среднего коэффициента продуктивности.

Далее необходимо выбрать АГЗУ для внедрения предлагаемой технологии, согласно утвержденным критериям. Рассмотрение параметров работы АГЗУ приведено в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Ранжирование АГЗУ ДНС-0112Бр Павловского месторождения

АГЗУ	ВРП	Количество нефтяных скважин, шт	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность продукции, %	Среднее $P_{лин}$, МПа	Средний $K_{пр}$, м ³ /(сут·МПа)	Наличие нескольких видов ГНО	Максимальное давление на нагнетательной скважине
ГЗУ-0131	ВРП-0113	13	107,5	26,5	0,6	2,3	+	13
ГЗУ-0130		2	38,5	40,7	0,6	2,3	-	
ГЗУ-0129		5	6,8	14,7	0,48	1,2	-	
ГЗУ-0106	ВРП-01218	13	754,6	52,0	1,32	15,6	+	18
ГЗУ-0109	ВРП-01117	5	51,3	6,6	1,68	2,10	+	17
ГЗУ-0110	ВРП-01118	9	128,7	9,4	2,21	9,76	+	17
ГЗУ-0125	ВРП-0112	7	64,2	44,2	0,6	3,57	+	16
ГЗУ-0126		8	100,8	20,3	0,6	2,9	+	
ГЗУ-0127		10	198	50,3	0,86	8,6	+	
ГЗУ-0128		6	77,5	3,0	0,6	2,7	-	
ГЗУ-0112	ВРП-01114	6	75,5	10,8	1,73	4,84	+	14
ГЗУ-0111	ВРП-01218	10	85	16,1	2,22	4,7	+	15

Примечание: зеленый – АГЗУ удовлетворяет критериям;
красный – АГЗУ не удовлетворяет критериям.

Анализируя полученные данные, можно заключить, что большинство рассмотренных АГЗУ не удовлетворяют требованию наличия повышенного устьевого давления скважин. Исходя из принятых критериев, для дальнейшей работы целевым объектом принимается АГЗУ-0111 ввиду наличия наибольшего линейного давления при высоком среднем дебите скважины и близости давления в системе ППД к рекомендованному.

Параметры работы выбранной системы:

1. Давление на ДНС-0112 равно 0,38 МПа.
2. Фактическое давление в АГЗУ-0111 – 2,2 МПа.
3. Длина трубопровода АГЗУ-0111 – ДНС-0112 = 17283 м.
4. Плотность воды в системе ППД – 1139 кг/м³.
5. Дебит по жидкости на АГЗУ-0111 – 85 м³/сут.
6. Обводненность жидкости на АГЗУ-0111 – 16,1 %.

Скважины, подключенные к АГЗУ-0111, эксплуатируют объекты Фр-Фм, Т и Тл-Бб-Мл. Физико-химические свойства водонефтяной эмульсии для данных объектов приведены в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Физико-химические свойства водонефтяной эмульсии эксплуатируемых объектов

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Т	Тл-Бб-Мл
1	Плотность нефти при 20 °С	кг/м ³	897	878
2	Плотность пластовой воды при 20 °С	кг/м ³	1178	1178
3	Обводненность	% об.	21,6	56,8
4	Солесодержание	мг/дм ³	0,262	0,264
5	Газовый фактор	м ³ /т	62,1	75,3
6	Давление насыщения	МПа	9,2	9,5
7	Содержание парафина в нефти	%	2,51	2,69
8	Содержание смол в нефти	%	18,53	17,16
9	Содержание асфальтенов в нефти	%	3,75	3,06

Технологический режим работы добывающих скважин, подключенных к АГЗУ-0111, представлен в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технологический режим работы добывающих скважин, подключенных к АГЗУ № 0111

№ п/п	Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение								
				1181	1222	1220	1178	1210	1179	1182	1215	1209
1	Скважина	–	–	1181	1222	1220	1178	1210	1179	1182	1215	1209
2	Пласт	–	–	Т	Тл-Бб-Мл	Фм-Фр	Т	Тл-Бб-Мл	Т	Т	Тл-Бб-Мл	Тл-Бб-Мл
3	Насос	–	–	НВ-38	ЭЦНБ-25-1500	1Ф07ЭЦН(Г5А)5-25-1850	ЭОВНБ5-16-2500	1ЭЦНД5-80-2050	НВ-38	ЭЦНДИ5-20-2170	1ЭЦНДП5-25-2200	1ЭЦНДП5-35-1550
4	Глубина насоса	$H_{сп}$	м	1421,9	1343,8	1633,4	1390	1492	1340	1671	1570,5	1454
5	Частота тока СУ	f	Гц	-	51,5	47,5	550	48,99	-	45	40	50
6	Буферное давление	$P_б$	МПа	2,3	2,3	3	2,3	2,3	2,3	2,1	2,3	2,3
7	Линейное давление	$P_л$	МПа	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,3	2,1	2,3	2,3
8	Дебит жидкости	$Q_ж$	м ³ /сут	10	21,1	38	4	88,4	11,5	14,3	11	23,7
9	Обводненность	W	%	18,2	11,5	5	9,5	69,5	19	21,5	18,8	13,1
10	Дебит нефти	$Q_н$	т/сут	7,2	16,5	32	3	22,9	8,3	10	8,2	17,9
11	Давление на приеме насоса	$P_{пр}$	МПа	-	3,11	2,74	4	2,5	-	4,5	2,97	3,11
12	Забойное давление	$P_{заб}$	МПа	4,64	4,44	3,31	4,01	3,49	6,62	5,12	3,73	3,65
13	Динамический уровень	$H_{дин}$	м	1327	1315	1429	1351	1332	1135	1221	1260	1060
14	Затрубное давление	$P_з$	МПа	2,1	2,3	2,01	2,3	2,3	2,03	2,2	2,4	2,4
15	Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа	9,4	9,6	7,7	7,4	9,9	12,5	12,6	10,3	8,7
16	Статический уровень	$H_{ст}$	м	741	1041	1163	1046	1083	1098	1025	819	839
17	Депрессия на пласт	ΔP	МПа	4,8	5,2	4,4	3,1	6,4	5,9	7,5	6,6	2,9
18	Коэффициент продуктивности	$K_{прод}$	м ³ /МПа · сут	2,663	5,373	11,594	0,148	19,363	2,069	2,142	2,299	6,325

Основные выводы по главе 2

В главе 2 выполнена разработка технологии эжектирования воды нагнетательных скважин и использования энергии системы ППД.

1. Описана принципиальная схема комплексной технологии эжекции воды из системы ППД в систему сбора, которая позволяет снизить линейные давления добывающих скважин, работающих на АГЗУ-0111, что создает условия для уменьшения затрубного и буферного давления и увеличения глубины погружения ГНО под динамический уровень. Погружение ГНО по динамический уровень увеличивает надежность работы погружного оборудования, снижает количество отказов его работы и способствует увеличению отбора жидкости из скважины.

2. Описан технологический процесс и технологическая схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти.

3. Разработаны критерии применимости комплексной технологии интенсификации добычи на основе использования энергии системы ППД, которые позволяют эффективно выявить объект внедрения и исключить возможные риски недостижения поставленных задач.

4. Подобран объект внедрения комплексной технологии – добывающие скважины, работающие на АГЗУ-0111 Павловского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», с суммарной обводненностью продукции 16,1 %.

ГЛАВА 3. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭЖЕКЦИОННОГО АППАРАТА

В главе 2 описана технология эжекции воды из системы ППД в систему сбора, разработаны критерии ее применимости и подобран объект для ее внедрения. Ниже приводится определение исходных условий работы технологии, данных совместной работы с системой сбора и транспортировок (ССиТ) и с системой ППД.

3.1. Определение исходных условий работы технологии

Для выполнения моделирования технологии использования энергии ППД необходимо определить параметры работы каждого элемента:

- а) системы сбора и транспорта;
- б) системы ППД.

Для этого определим рассматриваемый диапазон объема закачиваемой воды. Исходя из результатов и известных свойств водонефтяных эмульсий [17], очевидно, что соотношение воды и нефти должно превышать 60 %, что является точкой инверсии для рассматриваемой водонефтяной эмульсии. На основании данных о целевых объектах необходимо отметить, что начальная обводненность продукции для ГЗУ № 0111 составляет 16,1 %. Соответственно, принимая некоторое допущение о возможном увеличении данного показателя, примем моделируемое значение обводненности исходной смеси, равное 20 %. Соответственно, согласно матрице (представлена далее), оптимальным соотношением активной (вода) и пассивной (нефть) фаз будет являться диапазон от 10 до 50 %. Данный диапазон и будет рассмотрен в рамках моделирования.

3.2. Определение исходных данных совместной работы системы сбора нефти и технологии использования

Для выполнения моделирования необходимо определить давление, которое будет иметь место на выходе из струйного насоса при заданном диапазоне расходов воды. Для этого использована модель системы сбора ДНС-0112 в программном комплексе «Инженерный симулятор технологических процессов» (ПО «ИСТП») [96, 97]. Модель приведена на Рисунке 3.1.

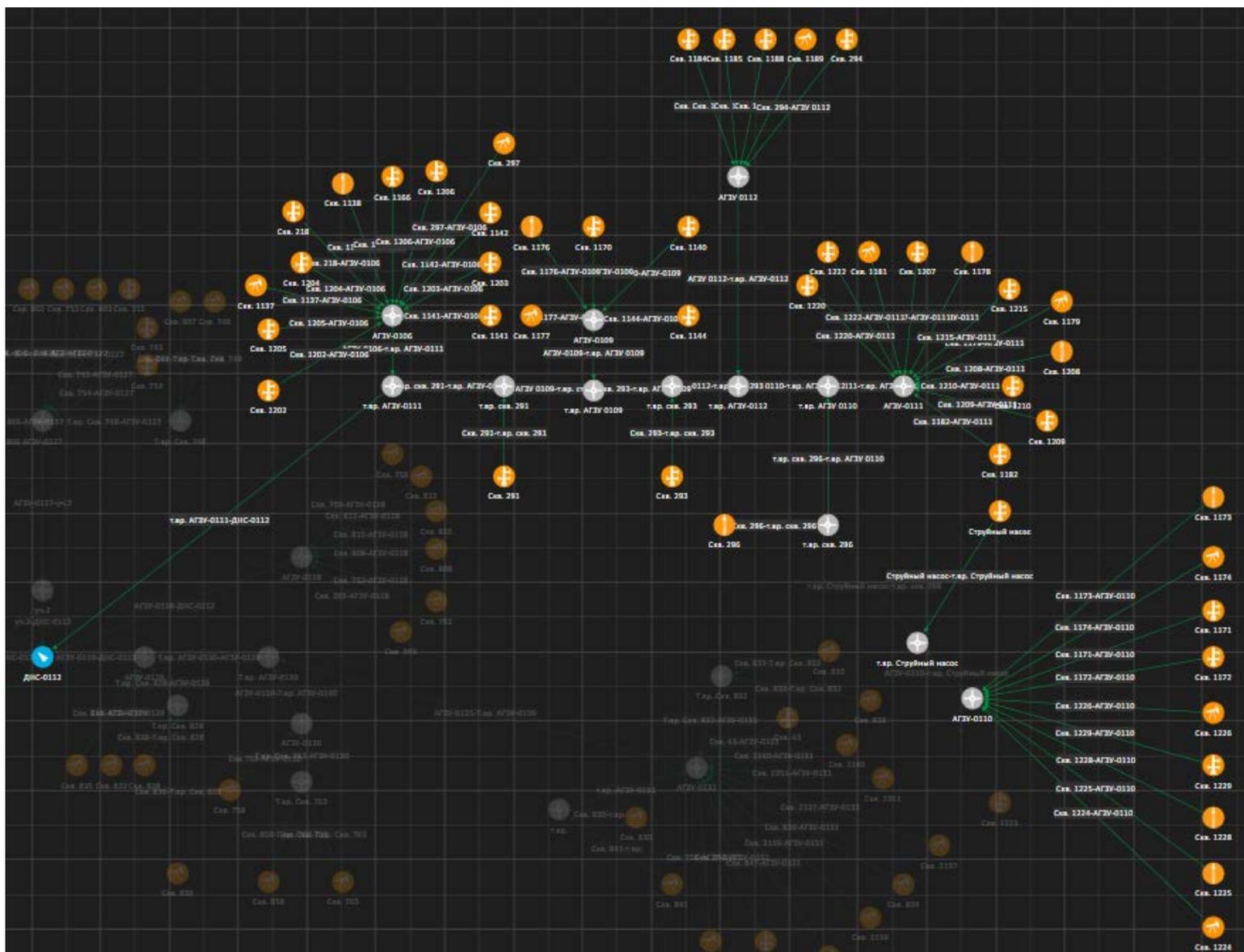


Рисунок 3.1 – Модель системы сбора ДНС-0112

Для облегчения расчетов были отключены ветви системы сбора, не участвующие в моделировании. Затем выполнен гидравлический расчет для определения давления на выходе из струйного насоса.

После этого необходимо поочередно задавать рассматриваемые расходы и проводить повторные расчеты с целью определения давления на выходе из струйного насоса. Результаты расчета приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты моделирования давления на выходе из струйного насоса

Расход воды в струйном насосе, м ³ /сут	Расход жидкости по АГЗУ-0111, м ³ /сут	Соотношение активной и пассивной фаз, %	Давление на выходе из струйного насоса, МПа
0	85	0	2,35
9,4	85	10	2,35
21,2	85	20	2,35
36,4	85	30	2,35
56,6	85	40	2,35
85	85	50	2,36

Ввиду значительного объема добычи жидкости на рассматриваемом участке добавление дополнительных 85 м³/сут не оказывает значительного влияния на давление в трубопроводе.

3.3. Определение исходных данных совместной работы системы ППД и технологии использования

Для определения максимального давления воды на входе в струйный насос с одним из рассмотренных расходов воспользуемся моделью ВРП - 01218. На Рисунке 3.2. приведена используемая схема с добавленной моделью струйного насоса.

В данной модели произведен расчет давления на входе воды в струйный насос. Давление на шурфе куста 218 принято равным 15 МПа. Допущением выполненного моделирования является сохранение давления на выходе из шурфов при увеличении расхода жидкости. Расходы воды в струйном насосе рассчитаны таким образом, чтобы соотношение активной и пассивной фазы принимало целое значение, что необходимо для дальнейшего анализа. Трубопровод до струйного насоса

принят равным 200 м, с прямой геометрией и диаметром 71 мм. В результате моделирования получены значения давления на входе воды в струйный насос. Результаты расчетов приведены в Таблице 3.2.

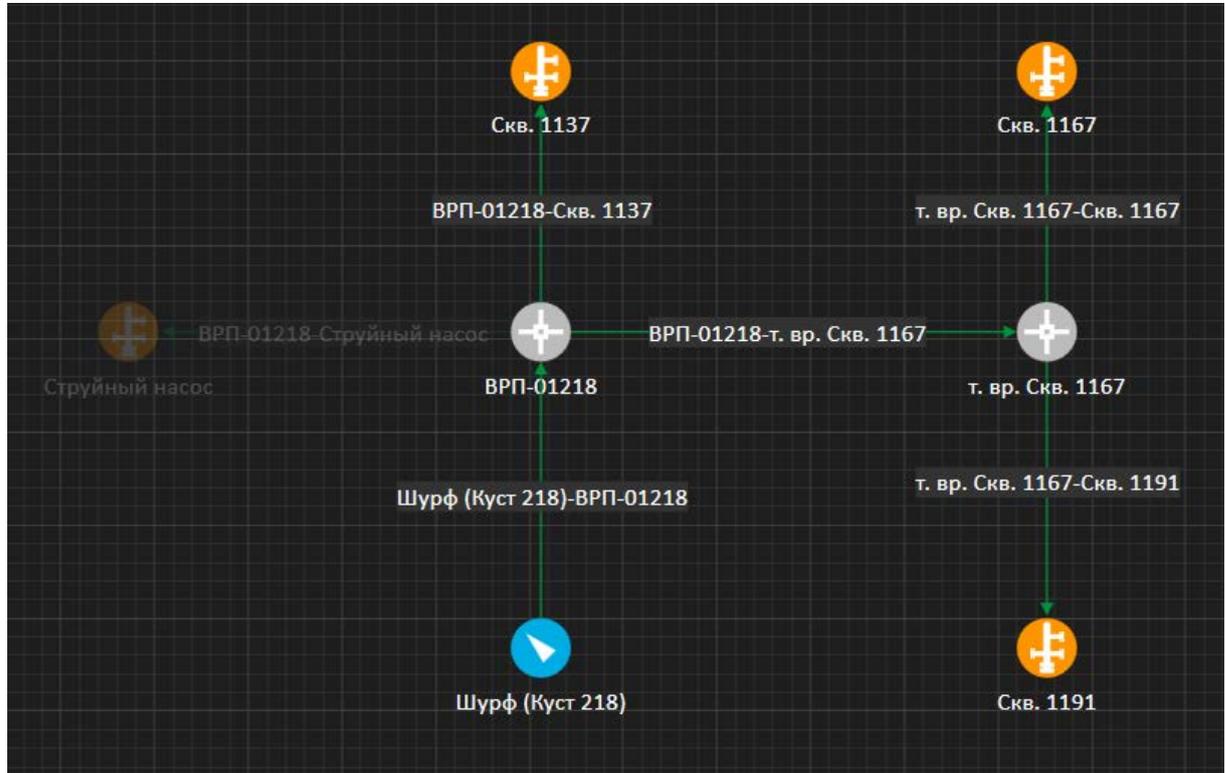


Рисунок 3.2 – Модель системы ППД для куста 218

Таблица 3.2 – Результаты моделирования давления на входе в струйный насос

Расход воды в струйном насосе, м ³ /сут	Соотношение активной и пассивной фаз, %	Давление на приеме, МПа
9,4	10	14,99
21,2	20	14,99
36,4	30	14,99
56,6	40	14,99
85	50	14,98

Исходя из результатов моделирования, можно сделать вывод, что давление воды на входе струйного насоса незначительно изменяется при увеличении расхода воды ввиду незначительных потерь давления на трение. Следовательно, для обес-

печения различных вариантов давления на входе струйного насоса, а значит и расходов воды, при проведении промышленных испытаний необходима установка штуцера для корректировки давления ниже 15 МПа.

По результатам выполненных численных расчетов получены следующие условия применения струйного насоса на АГЗУ-0111 и ВРП-01218:

- максимальное давление воды на входе в струйный насос – 15 МПа;
- давление на выходе из струйного насоса – 2,35 МПа.

3.4. Численное моделирование эжекционного аппарата в составе технологии использования на АГЗУ-0111 Павловского месторождения

Моделирование процесса эжекции проводилось в программном продукте Ansys CFX – инструменте для решения задач вычислительной гидрогазодинамики [98].

Для выполнения численного моделирования использованы следующие программные продукты:

- Ansys Workbench (создание расчетной сетки);
- Ansys Fluent (симуляция течения в элементе лифтовой колонны, обработка и визуализация результатов).

В работе решается задача об определении характеристик многофазного потока: включающего нефть и воду, формирующегося в нефтяном струйном насосе. Нефть и вода рассматриваются как непрерывные среды, для описания движения которых используется Эйлеровый подход. Оба флюида предполагаются несжимаемыми. Моделируемый процесс считается изотермическим. В задаче определяется установившееся состояние многофазного потока, переходные процессы не рассматриваются.

При моделировании используется подход, при котором каждый флюид рассматривается в виде отдельного поля течения с собственными характеристиками. Поведение каждого флюида описывается собственной системой уравнений Навье – Стокса, из которой определяются компоненты векторов скорости и давление, при этом флюиды взаимодействуют между собой посредством межфазных сил.

Далее под фазой α будем подразумевать воду, а под фазой β – нефть, объемные доли фаз в контрольном объеме обозначим как r_α и r_β соответственно.

Математическая постановка решаемой задачи записывается в виде следующих осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье – Стокса:

– уравнение сохранения импульса для фазы α

$$\rho_\alpha \nabla \cdot (r_\alpha (\vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)) = -r_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot (r_\alpha \mu_{\alpha \text{ eff}} (\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T)) + \vec{M}_\alpha, \quad (3.1)$$

где для фазы α обозначены ρ_α – плотность вещества флюида, p_α – давление, $\vec{U}_\alpha = \{U_{\alpha x}, U_{\alpha y}, U_{\alpha z}\}$ – вектор скорости флюида, \vec{M}_α – межфазные силы, действующие на фазу α со стороны фазы β , $\mu_{\alpha \text{ eff}}$ – эффективная вязкость, « \otimes » – диадический оператор (тензорное произведение) двух векторов, « ∇p_α » – градиент, « ∇ » – дивергенция;

– уравнение неразрывности:

$$\rho_\alpha \nabla \cdot (r_\alpha \vec{U}_\alpha) = 0. \quad (3.2)$$

Уравнения (3.1) и (3.2) для фазы β записываются аналогично, но индекс α меняется на β .

– уравнение сохранения объема:

$$r_\alpha + r_\beta = 1; \quad (3.3)$$

– ограничение давлений (предполагается, что обе фазы имеют одинаковое поле давлений):

$$p_\alpha = p_\beta = p. \quad (3.4)$$

Модель смеси для описания межфазного взаимодействия

Для описания негомогенизированного мультифазного потока используется модель смеси, которая рассматривает обе фазы α и β симметрично. Межфазная передача импульса \vec{M}_α происходит за счет межфазных сил, действующих на фазу α за счет взаимодействия с другой фазой β , и определяется как:

$$\vec{M}_\alpha = C_D \rho_{\alpha\beta} A_{\alpha\beta} |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| (\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha), \quad (3.5)$$

где C_D – коэффициент сопротивления, принятый равным $C_D = 0,44$; $\rho_{\alpha\beta}$ – плотность смеси, определяемая как:

$$\rho_{\alpha\beta} = r_\alpha \rho_\alpha + r_\beta \rho_\beta, \quad (3.6)$$

где $A_{\alpha\beta}$ – площадь поверхности на единицу объема, рассчитывается как:

$$A_{\alpha\beta} = \frac{r_\alpha r_\beta}{d_{\alpha\beta}}, \quad (3.7)$$

где $d_{\alpha\beta}$ – межфазный масштаб.

В применяемой модели смеси подразумевается, что межфазные силы \vec{M}_β , действующие на фазу β со стороны фазы α , противоположны \vec{M}_α , то есть определяются как:

$$\vec{M}_\beta = -\vec{M}_\alpha, \quad (3.8)$$

Независимыми переменными в уравнениях (3.1)–(3.4) являются объемные доли флюидов r_α и r_β , шесть компонентов векторов скоростей $\{U_{\alpha x}, U_{\alpha y}, U_{\alpha z}\}$, $\{U_{\beta x}, U_{\beta y}, U_{\beta z}\}$, давления p_α и p_β , эффективные вязкости $\mu_{\alpha \text{ eff}}$, $\mu_{\beta \text{ eff}}$, то есть всего 12 неизвестных для 10 заданных уравнений (три уравнения в компонентах вида (3.1) и одно уравнение вида (3.2) для фазы α , аналогичные уравнения для фазы β , а также

по одному уравнению (3.3) и (3.4)). С целью определения значений эффективных вязкостей представленная для многофазного потока система уравнений Навье – Стокса замыкается при помощи уравнений фазозависимой турбулентной модели.

Модель турбулентности

Гипотеза турбулентной вязкости предполагается справедливой для каждой турбулентной фазы. Распространение импульса в фазе α определяется эффективной вязкостью как:

$$\mu_{\alpha \text{ eff}} = \mu_{\alpha} + \mu_{t\alpha}, \quad (3.9)$$

где μ_{α} – динамическая вязкость, а $\mu_{t\alpha}$ – турбулентная вязкость для фазы α .

В работе используется $k - \varepsilon$ -модель турбулентности с пристеночными функциями, для которой

$$\mu_{t\alpha} = c_{\mu} \rho_{\alpha} \left(\frac{k_{\alpha}^2}{\varepsilon_{\alpha}} \right), \quad (3.10)$$

где $c_{\mu} = 0,09$ – константа $k - \varepsilon$ -модели турбулентности, k_{α} – кинетическая энергия турбулентности на единицу массы, ε_{α} – скорость рассеивания.

Уравнения переноса для k и ε в турбулентной фазе запишутся как

$$\nabla \cdot \left(r_{\alpha} \left(\rho_{\alpha} \overline{U_{\alpha}} k_{\alpha} - \left(\mu_{\alpha} + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_{\alpha} \right) \right) = r_{\alpha} (P_{\alpha} - \rho_{\alpha} \varepsilon_{\alpha}), \quad (3.11)$$

$$\nabla \cdot \left(r_{\alpha} \left(\rho_{\alpha} \overline{U_{\alpha}} \varepsilon_{\alpha} - \left(\mu_{\alpha} + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_{\varepsilon}} \right) \nabla \varepsilon_{\alpha} \right) \right) = r_{\alpha} \frac{\varepsilon_{\alpha}}{k_{\alpha}} (C_{\varepsilon 1} P_{\alpha} - C_{\varepsilon 2} \rho_{\alpha} \varepsilon_{\alpha}), \quad (3.12)$$

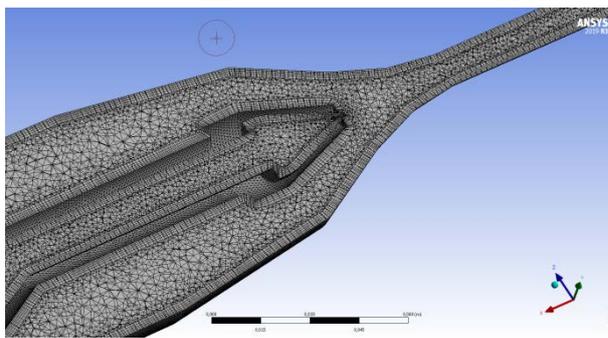
где $\sigma_k = 1,0$, $\sigma_{\varepsilon} = 1,3$, $C_{\varepsilon 1} = 1,44$, $C_{\varepsilon 2} = 1,92$ – параметры турбулентной модели.

Для фазы β уравнения будут записываться аналогично уравнениям (3.9)–(3.12).

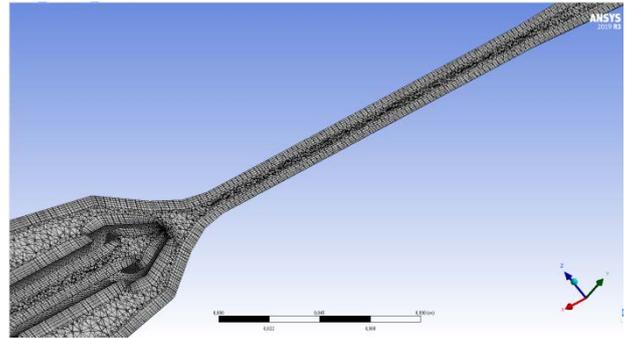
Далее описан краткий перечень действий, необходимых для выполнения численного моделирования в ПК Ansys Fluent: на основании созданной модели струйного насоса необходимо создать расчетную сетку, данная функция называется

Mash. Для этого необходимо запустить в программе Ansys Workbench модуль Mesh, после чего выбрать модель и параметры сетки – внутри рассматриваемого домена с мультифазным потоком создается трехмерная расчетная сетка, состоящая из тетраэдрических и призматических элементов. В ходе численной процедуры характеристики мультифазного потока, такие как, например, скорости и давление, определяются в узлах объемной расчетной сетки. Изменение непрерывных полей скоростей, давлений и пр. внутри созданных элементов описывается путем введения функций форм, являющихся аппроксимацией полей через искомые значения в узлах сетки.

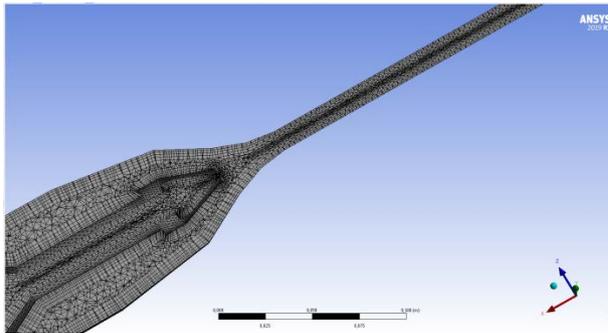
На Рисунке 3.3 представлены четыре конечных сетки и их основные параметры, используемые при моделировании процесса эжекции.



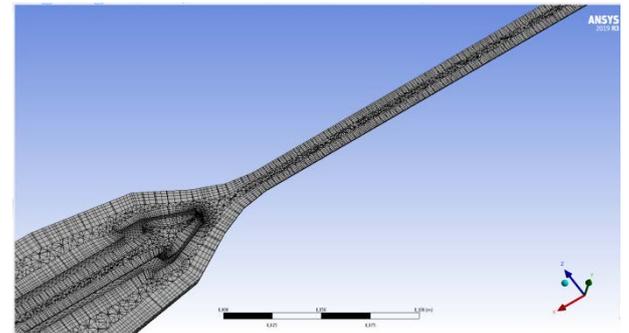
Модель 1, $h = 1$ мм,
295179 количество элементов



Модель 2, $h = 2$ мм,
397702 количество элементов



Модель 3, $h = 3$ мм,
718936 количество элементов



Модель 4, $h = 4$ мм,
2855189 количество элементов

Рисунок 3.3 – Конечная сетка, используемая при моделировании процесса эжекции

На Рисунке 3.4 показано давление на выходе из сопла струйного насоса в зависимости от конечного размера ячейки.

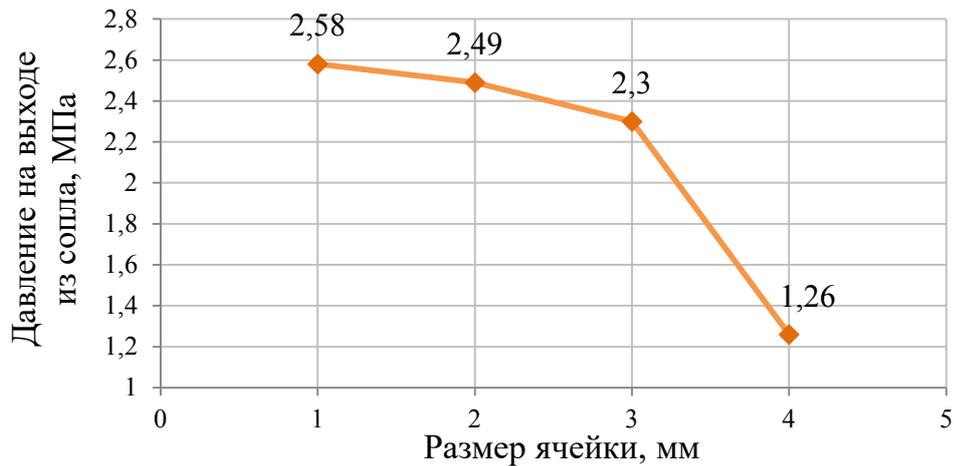


Рисунок 3.4 – Распределение давления на выходе из сопла струйного насоса в зависимости от конечного размера ячейки

Чувствительность модели струйного насоса к размеру сетки была проанализирована путем моделирования проблемы смешивания воды и нефти и с помощью гидродинамических испытаний струйного насоса с использованием серии моделей с одинаковой геометрией, но с разным структурным размером ячеек. Основным критерием оценки чувствительности модели и подтверждения размера сетки являлось давление на выходе струйного насоса.

Анализ чувствительности сетки показал, что ее конечный размер влияет на результаты численного моделирования. Результаты моделирования при каждом размере ячейки (от 1 до 4 мм) сравнивались с фактически заданным давлением жидкости на выходе из сопла (2,58 МПа) и на выходе из струйного аппарата (2,35 МПа). Размер ячейки в 2 мм и менее не приводит к отклонению конечного результата (линейное давление – как результирующий критерий при численном моделировании) более чем на 5%. Увеличение размера ячеек больше 2 мм приводит к падению давления на выходе из струйного насоса, что, в свою очередь, приводит к изменению конечного результата более чем на 10 %. Поэтому дальнейшие расчеты проводились с размером ячейки в 2 мм. Размер сетки менее 1 мм не целесообразен, вследствие высоких затрат времени и требований к компьютерному обеспечению для проведения расчетов.

Полученная сетка сохраняется и загружается в модуль CFX-Pre. В данном модуле для каждой поверхности задается ее роль в объекте (стенка, вход, выход), а также исходные данные для выполнения моделирования:

1. Свойства нефти и воды.
2. Параметры входа нефти в струйный насос.
3. Параметры входа воды в струйный насос.
4. Свойства поверхности элемента.
5. Наличие взаимодействия между жидкостями.

В рамках проводимого моделирования свойства нефти и воды остаются постоянными и соответствуют результатам исследования проб нефти, приведенных в главе 2. Параметры входа нефти в струйный насос соответствуют параметрам, приведенным в главе 2. При этом регулируемым параметром принимается объем воды, направляемый из системы ППД в струйный насос. Поверхность элементов гладкая. Взаимодействия между жидкостями нет, процесс принимается изотермическим.

После окончания внесения в систему исходных данных в модели отображаются все «входы» и «выходы» жидкости, как представлено на Рисунке 3.5.

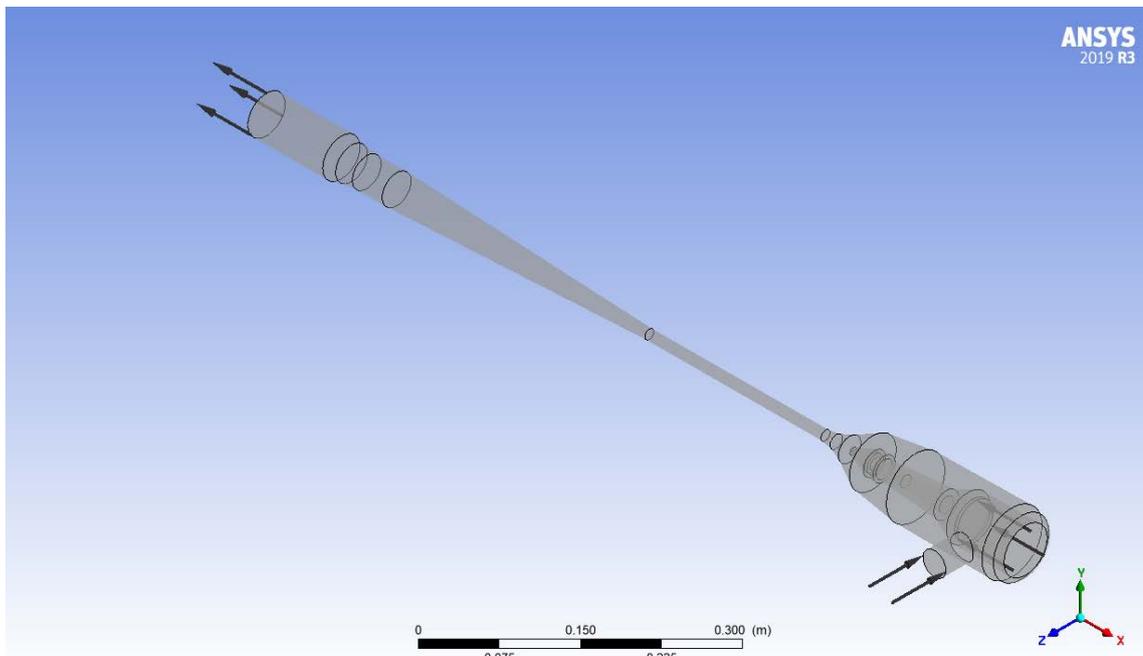


Рисунок 3.5 – Модель струйного насоса с указанием «входов» и «выходов»

Затем устанавливаются параметры моделирования. Сущность моделирования – решение заданной задачи заданное количество раз до достижения необходимого уровня сходимости. В рамках моделирования время моделирования определяется автоматически, количество итераций – от 1 до 300, уровень сходимости – $1 \cdot 10^{-4}$. После установления параметров моделирования начинается процесс решения задачи.

Определим граничные условия задачи. На границе области, через которую в рассматриваемый домен подается вода, задан массовый расход 1 кг/с, а также объемные доли воды и нефти $r_\alpha = 1$ и $r_\beta = 0$ соответственно.

На границе области, через которую в рассматриваемый домен подается нефть, задан массовый расход 0,916 кг/с, а также объемные доли воды и нефти $r_\alpha = 0$ и $r_\beta = 1$ соответственно.

На выходе из расчетной области задано давление 2,35 МПа. На остальных границах домена заданы условия полного прилипания к гладким стенкам.

На Рисунке 3.6. представлен скриншот работы данной программы.

По результатам решения задачи определяется температура, давление, скорость жидкости, распределение жидкости и т.д. В условиях поставленной задачи оценивалась степень снижения давления на входе в струйный насос. По результатам расчетов и с учетом объемов жидкости с АГЗУ-0111 выполнялась серия расчетов с различными значениями давления на входе активной фазы (воды) в струйный насос. В результате расчета фиксировалось распределение давления в струйном насосе, а также давление на входе нефтяной фазы (скважинной продукции – пассивной среды).

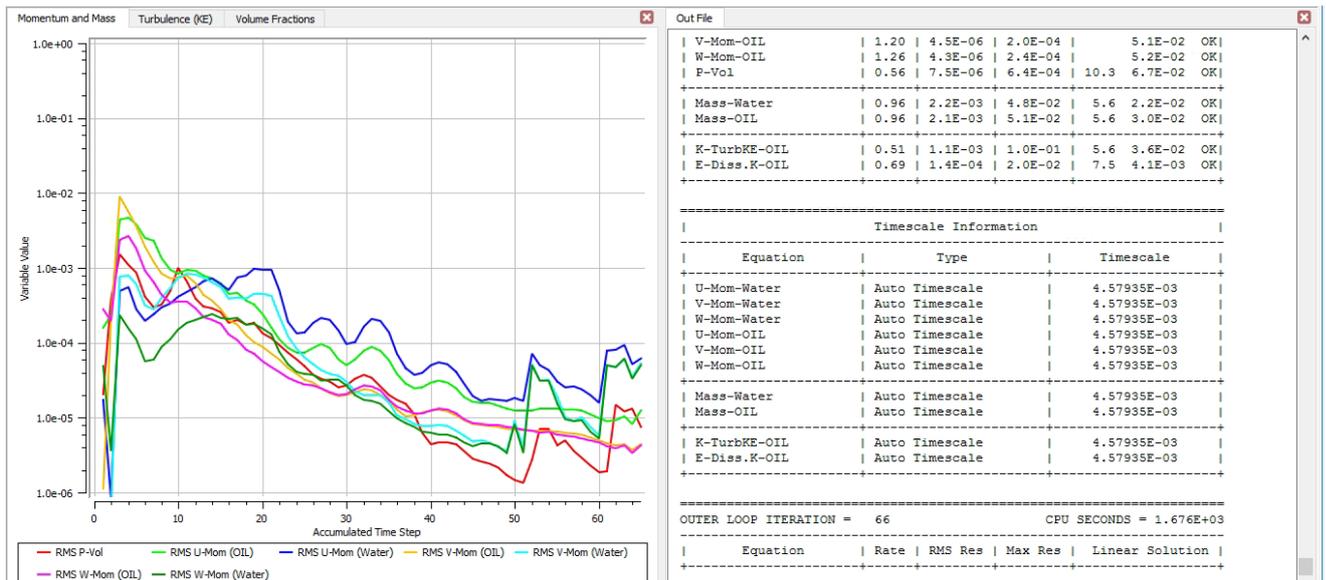


Рисунок 3.6 – Процесс решения задачи

При моделировании параметров работы струйного аппарата использовались следующие исходные данные:

- диаметр сопла – 2,5; 3; 4 мм;
- расход пассивной среды (скважинная продукция) – 85 м³/сут;
- плотность пассивной среды – 960 кг/м³;
- плотность активной среды – 1000 кг/м³;
- соотношение расходов активной и пассивной сред – 10; 20; 25; 30; 35; 40; 45; 50; 60; 70; 80; 100 %;
- давление на выходе струйного аппарата – 2,35 МПа.

Распределение давления и приведенной скорости в струйном аппарате при реализации комплексной технологии показано на Рисунке 3.7.

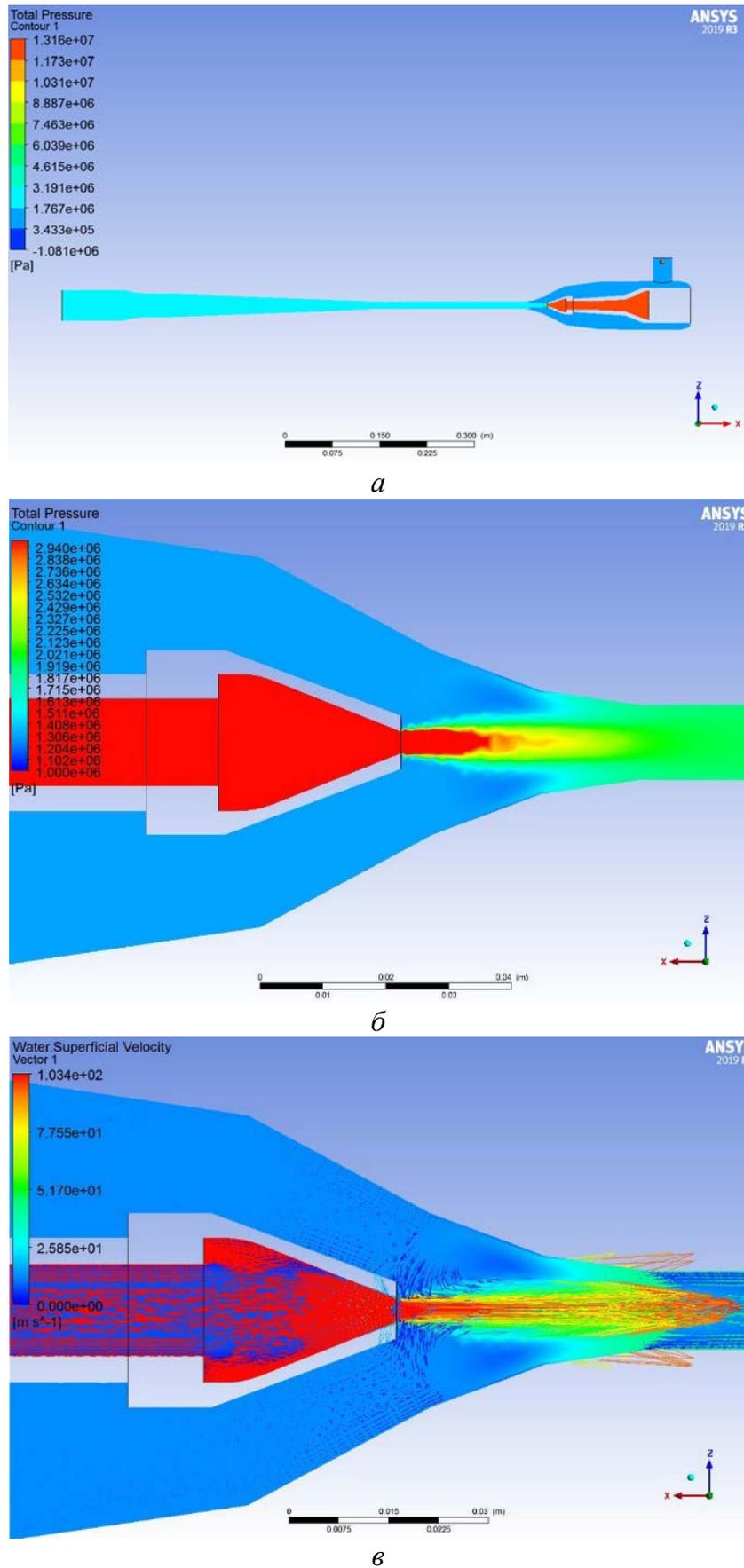


Рисунок 3.7 – Результат моделирования применение эжектора на АГЗУ-0111:
а – общий вид модели; *б* – распределение давления у сопла;
в – линии тока жидкостей (распределение скорости)

По результатам моделирования выполнена серия расчетов в программном модуле Ansys CFX по оценке снижения линейного давления после эжектора при различных входных данных по начальной обводненности скважинной продукции устройства и соотношению расхода воды (активной фазы) к расходу скважинной продукции (пассивной фазы), приведенных на Рисунке 3.8.

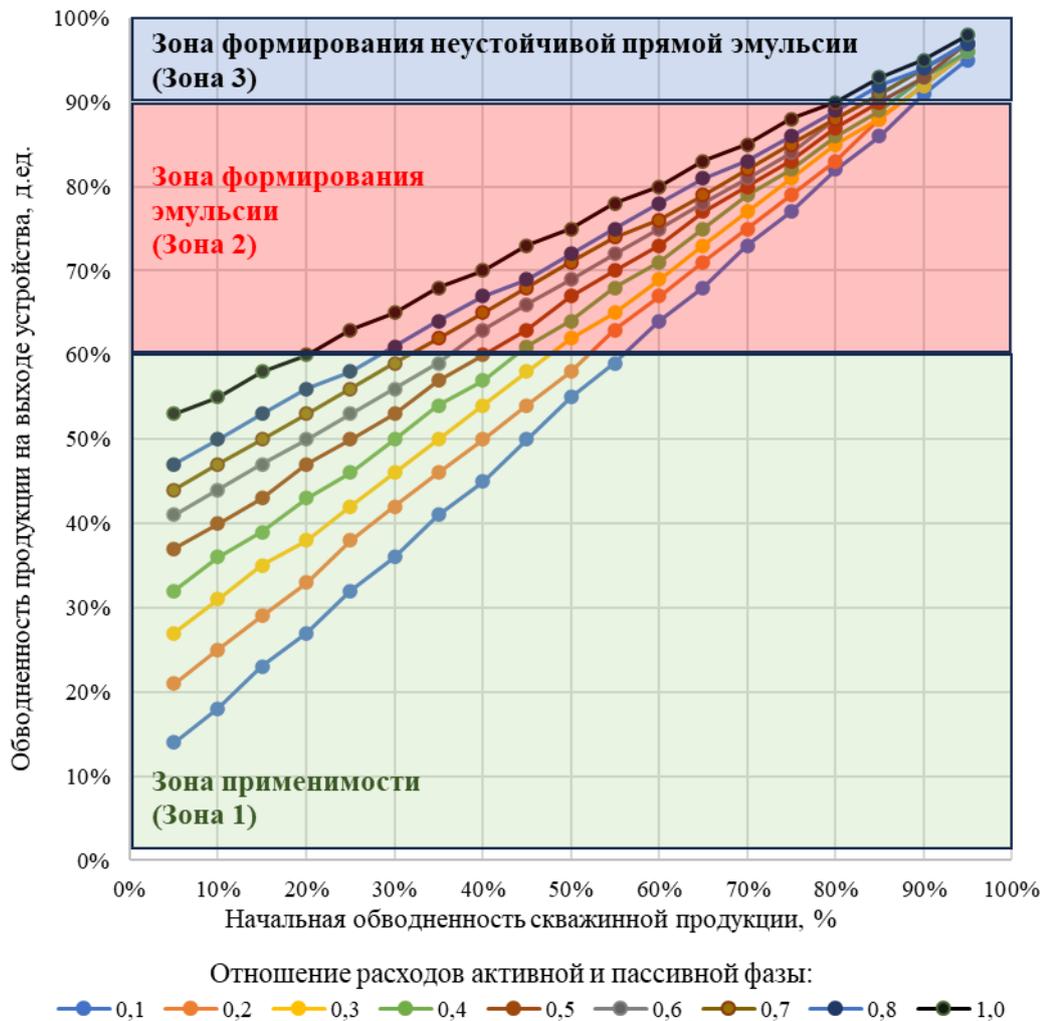


Рисунок 3.8 – Границы применимости эжекционного устройства при различных режимах подачи активной фазы и начальной обводненности скважинной продукции

На Рисунке 3.8 отмечены три зоны, которые характеризуют потенциальную применимость технологии эжекции воды в систему сбора. Эффективная зона 1 применимости технологии находится в диапазоне обводненности от 0 до 60 %, в этой зоне, согласно реологическим исследованиям, приведенным в диссертационной работе в главе 4, вязкость эмульсии не превышает 15 мПа·с.

Зона 2 с диапазоном обводненности 60–90 %, в которой вязкость эмульсии находится в пределах 15...26 мПа·с, считается областью формирования стойких эмульсий, что может осложнять процесс последующего расслоения водонефтяной эмульсии (ВНЭ), и для технологии эжекции неприменима. Зона 3 с обводненностью эмульсии более 90 % также не рекомендована к использованию эжекции в силу предполагаемой слабой экономической эффективности.

Результаты расчетов для условий выбранного объекта АГЗУ-0111 (расход пассивной фазы – 85 м³/сут) приведены в Таблице 3.3 и представлены в виде матрицы эффективного применения технологии эжектирования системы ППД. При задании расхода (выражается в виде соотношения $Q_A/Q_{ж}$) и давления воды ($P_{акт}$) определяется давление на входе в эжектор со стороны пассивной среды. Разница между фактическим линейным давлением и расчетным давлением пассивной среды представляет собой параметр снижения линейного давления ($\Delta P_{лин}$). Учитывая данные по конечной обводненности продукции (Рисунок 3.8), определяется параметризованная зона применимости технологии для каждого конкретного случая. Одна из основных функций разработанной матрицы – оценка снижения давления при заданной конструкции струйного аппарата и расхода активной среды.

Таблица 3.3 – Матрица эффективного применения технологии эжектирования системы ППД (при расходе пассивной среды 85 м³/сут)

Диам. сопла, мм	Снижение давления, атм Давление активной фазы, МПа							
	4	Неэффективен	$\frac{0,4}{6,5}$	$\frac{1,4}{7,7}$	$\frac{2,8}{9}$	$\frac{5,6}{12,4}$	$\frac{9,7}{15,5}$	$\frac{13,1}{19,8}$
3		$\frac{0,9}{8,5}$	$\frac{2,4}{10,5}$	$\frac{4,1}{12,6}$	$\frac{5,9}{15,3}$	$\frac{9,6}{20,9}$	Высокое давление активной среды	
2,5		$\frac{1,1}{12,3}$	$\frac{2,6}{15,4}$	$\frac{4,2}{18,9}$	$\frac{6}{22,8}$	Высокое давление активной среды		
$Q_A/Q_{ж}$		35 %	40 %	45 %	50 %	60 %	70 %	80 %

Примечание: * – в числителе указано снижение линейного давления на линии пассивной фазы, в знаменателе – давление активной фазы (давление в системе ППД).

Для оценки производительности струйного аппарата введен критерий эффективности, который показывает отношение снижения линейного давления и давления активной среды.

$$K_{\text{эф}} = \frac{\Delta P_{\text{лин}}}{P_{\text{акт}}}, \quad (3.13)$$

где $\Delta P_{\text{лин}}$ – изменение линейного давления; $P_{\text{акт}}$ – давление активной среды.

При этом давление активной среды ограничено давлением системы ППД до 12 МПа в силу технических возможностей системы ППД, а изменение линейного давления ограничивается 0,8 МПа в силу появления осложнений, вызванных образованием газовых пробок в НКТ и формированием отложений АСПВ. На Рисунке 3.9 представлены графики изменения линейного давления от давления активной среды.

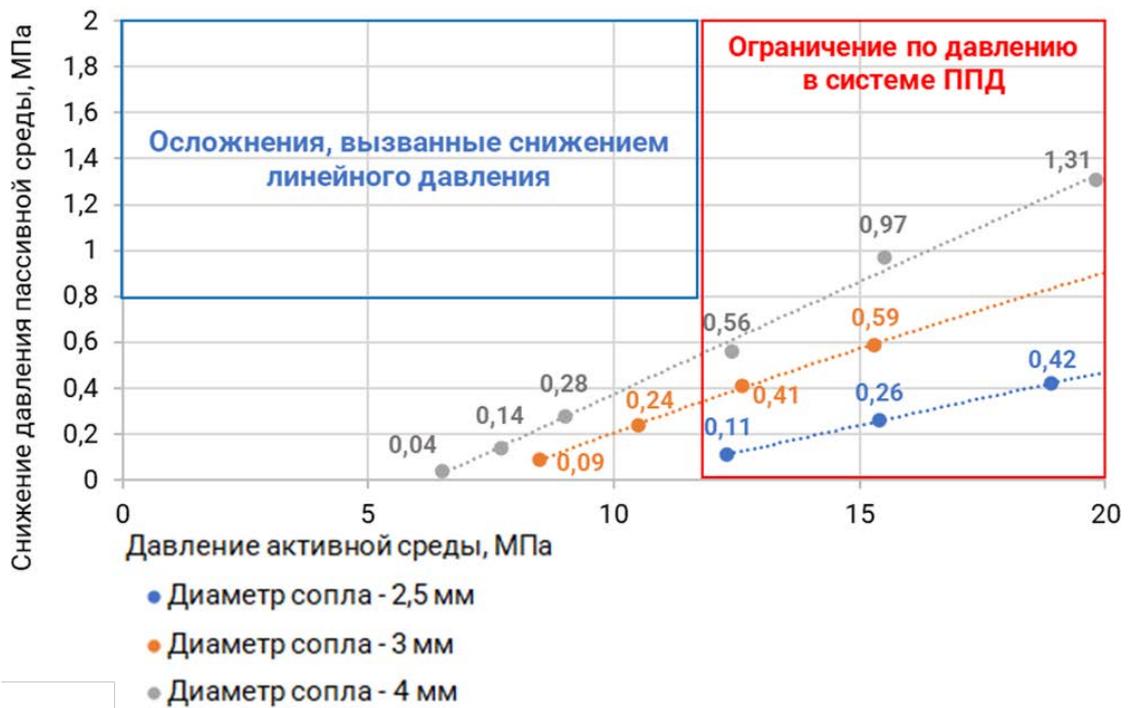


Рисунок 3.9 – График изменения линейного давления от давления активной среды

Исходя из данных Рисунка 3.9, эффективность технологии возрастает с увеличением диаметра сопла (Таблица 3.4) и может быть ограничена расходом активной среды, которая определяет конечную обводненность смеси после струйного аппарата.

Полученные зависимости снижения линейного давления от давления активной среды в струйном аппарате позволяют оценить потенциал снижения противодавления устьях скважин, работающих с применением технологии использования энергии системы ППД, и, как следствие, потенциал увеличения дебита скважин за счет регулирования динамического уровня, управляемого затрубным давлением.

Таблица 3.4 – Эффективность технологии в зависимости от диаметра сопла

Диаметр сопла, мм	Уравнение снижения $\Delta P_{\text{лин}}$, МПа	Коэффициент корреляции	Границы применимости	
			$P_{\text{акт}}$, МПа	$\Delta P_{\text{лин}}$, МПа
4	$-0,00017 \cdot P_{\text{акт}}^2 + 0,102 \cdot P_{\text{акт}} - 0,63$	0,98	12	0,8
3	$-0,00074 \cdot P_{\text{акт}}^2 + 0,092 \cdot P_{\text{акт}} - 0,64$	0,99		
2,5	$-0,00014 \cdot P_{\text{акт}}^2 + 0,052 \cdot P_{\text{акт}} - 0,50$	0,99		

Далее проведен расчет по данным скважин АГЗУ-0111 Павловского месторождения. Результаты выполненного моделирования представлены в Таблице 3.5. При этом стоит отметить, что в ситуации с отсутствием расхода воды (струйный насос отключен) давление нефти на входе в струйный насос составляло 2,38 МПа.

На основании матрицы (см. Таблицу 3.3) можно отметить, что применение струйного насоса с давлением активной среды более 11 МПа приводит к увеличению обводненности и не рекомендуется ввиду возможного образования устойчивой высоковязкой эмульсии.

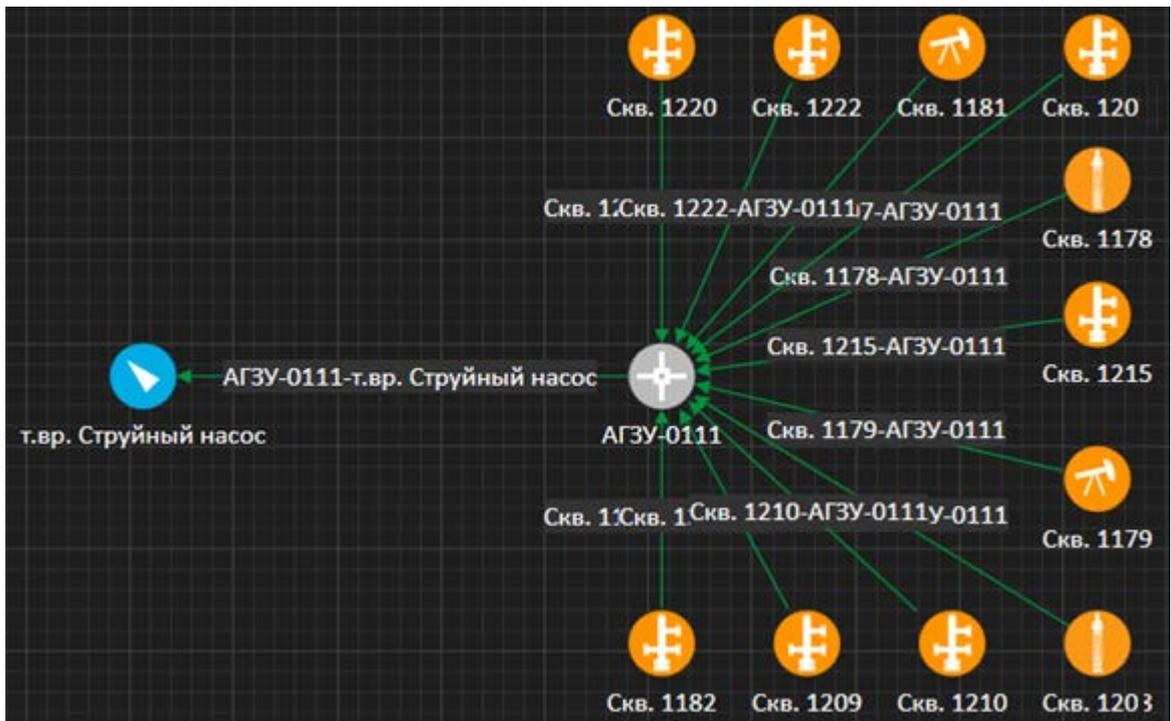


Рисунок 3.10 – Модель расчета снижения устьевого давления на нефтедобывающих скважинах

Таблица 3.5 – Результаты численного моделирования работы струйного насоса на АГЗУ-0111*

Давление на входе в ЭС, МПа		Снижение давления на входе ВНЭ, МПа	Расход, м ³ /сут		Соотношение активной и пассивной фаз, %	Параметры работы ЭС	
Воды	ВНЭ		жидкости по АГЗУ	воды		Диаметр сопла, мм	Расход воды, м ³ /сут
14	1,58	0,80	85	85	100,0	6	170
13	1,64	0,74	85	68	80,0	5	153
12	1,73	0,65	85	59,5	70,0	5	144,5
11	1,82	0,56	85	51	60,0	4	136
10	1,92	0,46	85	42,5	50,0	4	127,5
9	2,02	0,36	85	38,25	45,0	4	123,25
8	2,10	0,28	85	34	40,0	4	119
8	2,20	0,18	85	29,75	35,0	3	114,75
6	2,30	0,08	85	21,25	25,0	3	106,25
5	2,35	0,03	85	17	20,0	3	102
5	2,37	0,01	85	8,5	10,0	2,5	93,5

Примечание: * – красным цветом показана потенциальная зона работы системы, однако в силу технической невозможности работы системы ППД на ВРП-1218 при таких режимах расчеты считаются оценочными и не могут быть апробированы при существующей инфраструктуре промысла; зеленым цветом выделены режимы, выносимые на опытно-промышленные испытания.

По результатам расчета снижения давления на входе нефти в струйный насос определено снижение давления на всех нефтедобывающих скважинах. Для этого воспользуемся моделью АГЗУ-0111. В рамках данного расчета примем точку врезки струйного насоса за источник давления, которое будет соответствовать расчетному по данным Таблицы 3.5. Внешний вид данной модели приведен на Рисунке 3.10.

В результате выполненного моделирования определены устьевые давления на всех нефтедобывающих скважинах для рассмотренных режимов работы струйного насоса. Результаты приведены в Таблице 3.6.

На основании полученного распределения очевидно, что наибольший эффект может быть достигнут при применении струйного насоса с давлением активной среды 11 МПа. При этом режиме снижение давления на устье добывающих скважин составляет 0,56 МПа.

Для качественной оценки влияния данного снижения на работу нефтепромыслового оборудования проведем некоторые вычисления:

1. Снижение устьевого давления на 0,56 МПа позволит снизить на данную величину и буферное давление.

2. Снижение буферного давления приведет к увеличению депрессии и динамического уровня нефтесодержащей жидкости.

3. При условии сохранения уровня подвески насоса и динамического уровня возможно рассчитать потенциальное увеличение отбора нефти.

Соответственно, определение потенциального увеличения дебита можно провести всего лишь по произведению продуктивности скважин и снижению устьевого давления. Данная оценка будет ориентировочной, так как не учитывает процессы фильтрации и параметры работы ГНО, но позволит качественно определить потенциальное увеличение дебита скважин. Итак, исходя из параметров скважин, представленных в Таблице 3.6, рассчитаем увеличение дебита куста скважины при внедрении комплексной технологии интенсификации добычи нефти путем использования энергии системы ППД. Наибольшее увеличение получено на скважине 1210 и составляет 9,8 м³/сут, а наименьшее – на скважине 1178 и составляет менее 0,1 м³/сут. Суммарное увеличение добычи куста составляет 28,41 м³/сут, что, при сохранении обводненности, означает увеличение дебита по нефти 16,66 т/сут.

Таблица 3.6 – Результаты расчета устьевых давлений на добывающих скважинах ГЗУ-0111
после внедрения струйного насоса

Давление на входе в струйный насос, МПа		Давление на устье нефтедобывающей скважины, МПа									
Воды	ВНЭ	1178	1179	1181	1182	1203	1209	1210	1215	1220	1222
11	1,82	1,83	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
10	1,91	1,92	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
9	2,01	2,02	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
8	2,09	2,1	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
7	2,19	2,2	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
6	2,29	2,3	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
5	2,34	2,35	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34

Таким образом, на основе численного моделирования процесса эжекции струйного аппарата проведено обобщение результатов сценарных расчетов при разных соотношениях активных и пассивных фаз и диаметрах сопла насоса в программном продукте Ansys. Результат моделирования – формирование матрицы эффективности применения технологии при различных условиях. Наиболее подходящие условия внедрения – эжекторная установка высокого давления с диаметром сопла 4 мм при давлении на входе активной среды 8–11 МПа (давление в системе ППД месторождения). В результате прогнозируется снижение линейных давлений добывающих скважин на 2,8–5,6 атм и, как следствие, снижение буферных и затрубных давлений.

Основные выводы по главе 3

В главе 3 определены исходные условия работы технологии и исходные данные совместной работы с системой сбора нефти.

Предложена математическая модель работы струйного аппарата в условиях эжекции двухфазного потока. Многофазный поток (нефть и вода) рассматривается как непрерывная среда, для описания движения используется Эйлеровый подход. Оба флюида – несжимаемы. Моделируемый процесс считается изотермическим. В работе определяется установившееся состояние многофазного потока, переходные процессы не рассматриваются. При моделировании каждый флюид рассматривается в виде отдельного поля течения с собственными характеристиками. Поведение каждого флюида описывается собственной системой уравнений Навье – Стокса, флюиды взаимодействуют между собой посредством межфазных сил.

Построена 3D-модель внутреннего пространства струйного аппарата и проведено моделирование его работы на подобранном объекте с учетом предварительно осуществленных исследований в программном продукте Ansys CFX. В результате численного моделирования создана матрица эффективного применения технологии, которая позволяет оценить снижение давления в пассивной части струйного аппарата при заданной конструкции и расходе активной фазы. В заданных условиях подобранного объекта – добывающих скважин, работающих на

АГЗУ-0111 Павловского месторождения, – наиболее подходящие условия внедрения – эжекторная установка высокого давления с диаметром сопла 4 мм при давлении на входе активной среды 8–11 МПа. В результате чего прогнозируется снижение линейных давлений добывающих скважин на 2,8–5,6 атм.

По результатам главы можно заключить:

1. Согласно утверждённым критериям, целевым объектом для проведения ОПИ является АГЗУ-0111. Давление на АГЗУ-0111 до проведения ОПИ составляет 2,2 МПа, дебит жидкости – 85 м³/сут, обводненность – 16,1 %.

2. По результатам гидравлического моделирования определены давление активной фазы и соответствующие расходы. Также выявлено, что добавление в систему дополнительных 85 м³ воды в сутки не вызовет увеличения линейного давления на АГЗУ.

3. По результатам численного моделирования принято, что оптимальным является применение технологии при давлении активной фазы в 11 МПа, при этом линейное давление на добывающих скважинах снижается на 0,56 МПа, расход жидкости увеличивается до 160,9 м³/сут и увеличение обводненности продукции до 48,2 %.

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ППД ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Условиями работоспособности технологии эжекции воды из системы ППД в систему сбора для снижения линейных давлений в скважинах и увеличения их потенциала по добыче являются: наличие снижения противодействия на входе пассивной среды (выкидная линия скважин) и отсутствие формирования стойких водонефтяных эмульсий после смешения скважинной продукции и эжектируемой воды системы ППД. В главе 3 обоснован и количественно оценен потенциал технологии по снижению давления. Ниже приводится описание результатов опытно-лабораторных и опытно-промышленных испытаний технологии с целью практического подтверждения эффективности разработанной технологии.

4.1. Проведение опытно-лабораторных испытаний применения технологии и оценка условий формирования водонефтяных эмульсии

Формирование водонефтяных эмульсий сопровождается на всех стадиях процесса добычи нефти и газа, начиная от пласта и заканчивая системой подготовки нефти при первом появлении пластовой воды в составе сырой нефти. Такой процесс происходит вследствие диспергации одной фазы в другую. Для моделирования кинетики формирования водонефтяных эмульсий при условии эжекции в лабораторных условиях определена линейная скорость движения эмульсии в камере смешения струйного аппарата при его расчетах в программном продукте Ansys CFX (Рисунок 4.1), которая составляет 15–20 м/с.

Для проведения достоверных лабораторных исследований отобраны пробы пластовых флюидов подобранного объекта – скважинная продукция и подтоварная вода системы заводнения. Внешний вид отобранных проб показан на Рисунке 4.2.

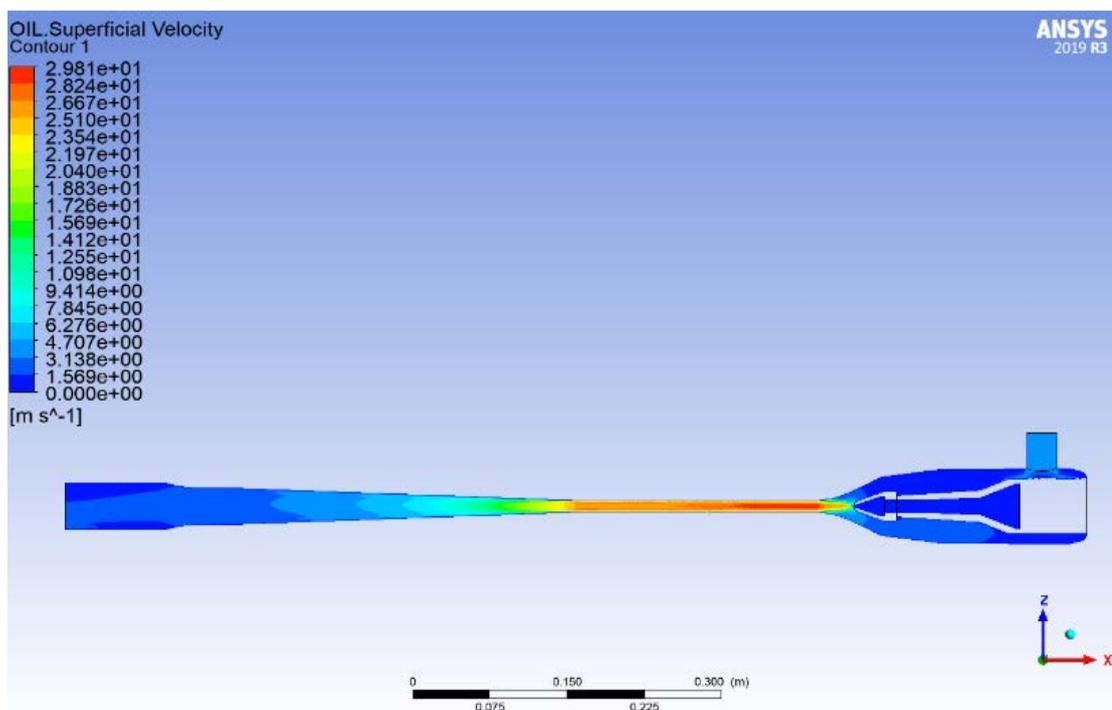


Рисунок 4.1 – Распределение скорости потока в струйном аппарате



Рисунок 4.2 – Внешний вид проб пластиковых флюидов подобранного объекта

Подготовка моделей водонефтяной эмульсии проведена в лаборатории научно-образовательного центра «Рациональное недропользование» с использованием специализированного перемешивающего устройства ПЭ-8300. Оборудование предназначено для смешения разных компонентов и моделирования формирования образований водонефтяных эмульсий. Вид ПЭ-8300 показан на Рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Лабораторное перемешивающее устройство ПЭ-8300

Скорость вращения мешалки ПЭ-8300 регулируется от 100 до 3000 об/мин, благодаря чему имеется высокий диапазон изменения частоты вращения и возможность формирования разных типов водонефтяной эмульсии. Для перехода от линейной скорости смешения в конфузоре струйного аппарата к угловой скорости вращения мешалки использована формула перехода линейной скорости движения к угловой скорости вращения (м/с):

$$\vartheta = \omega R = 2\pi\nu R, \quad (4.1)$$

$$\nu = \frac{\vartheta}{2\pi R}, \quad \left[\frac{\text{об}}{\text{с}} \right], \quad (4.2)$$

где ω – угловая скорость вращения, рад/с; ν – частота вращения, об/мин; R – радиус мешалки, м (0,05 м).

На Рисунке 4.4 изображена зависимость линейной скорости течения потока и угловой скорости вращения лабораторного перемешивающего устройства.

Из графика видно, что линейная и угловая скорости находятся в прямой зависимости друг от друга. Полученный график показывает, что для того, чтобы в

лабораторных условиях перейти к линейной скорости 15–20 м/с угловая скорость вращения мешалки должна соответствовать 2800–3800 об./мин, что соответствует диапазону вращения перемешивающего устройства ПЭ-8300.

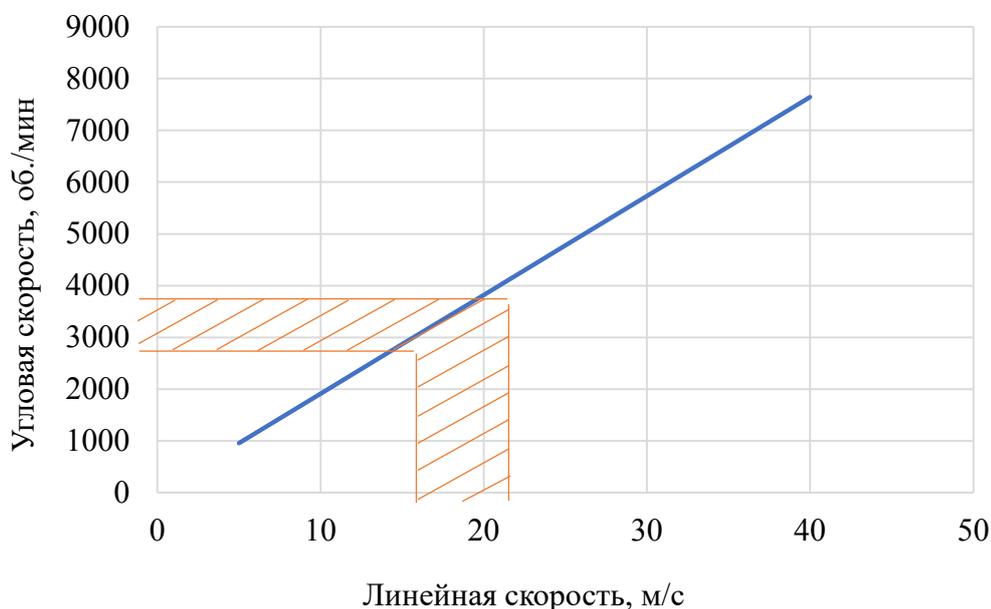


Рисунок 4.4 – Зависимость линейной скорости течения потока и угловой скорости вращения лабораторного перемешивающего устройства

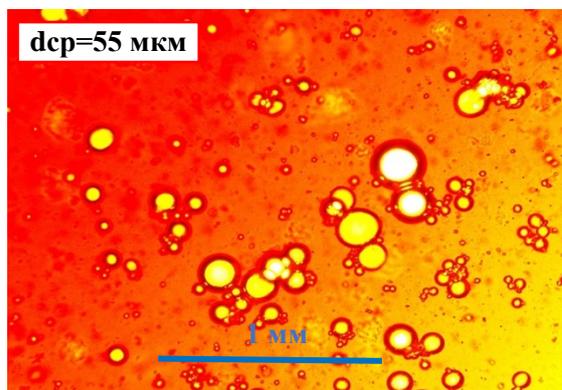
Одним из важнейших критериев формирования водонефтяных эмульсий является ее дисперсность – степень раздробленности дисперсной фазы. Дисперсность эмульсии выражается двумя основными показателями, такими как обратная величина диаметра частиц ($D = 1/d$) или удельная межфазная поверхность – отношением суммарной поверхности капелек к общему их объему ($S_{уд} = 6/d = 3/r$). По указанным формулам видно, что удельная поверхность обратно пропорциональна размерам частиц и чем меньше эти частицы, тем больше удельная поверхность.

Для нахождения диаметра частиц (глобул воды) в водонефтяной эмульсии используется тринокулярный лабораторный микроскоп Levenhuk MED D10T со встроенной цифровой камерой. Внешний вид микроскопа Levenhuk MED D10T представлен на Рисунке 4.5.

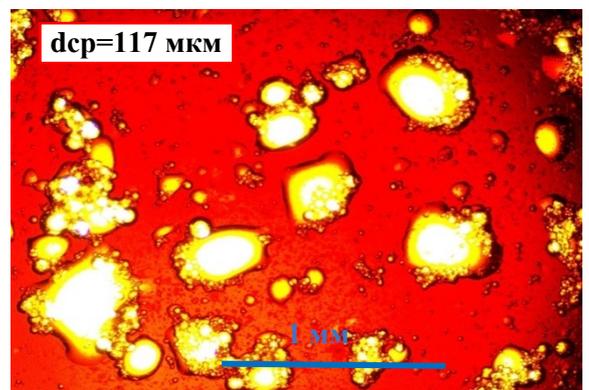
Обводненность продукции подобранного объекта составляет 56 %. Все лабораторные эксперименты проводились при 10 °С. Фотографии, полученные на микроскопе в ходе проведения лабораторного эксперимента, показаны на Рисунке 4.6.



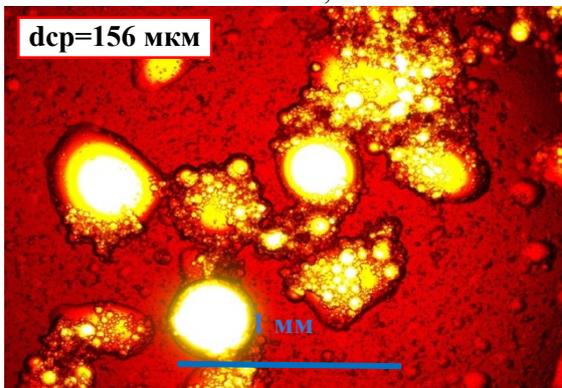
Рисунок 4.5 – Внешний вид микроскопа Levenhuk MED D10T



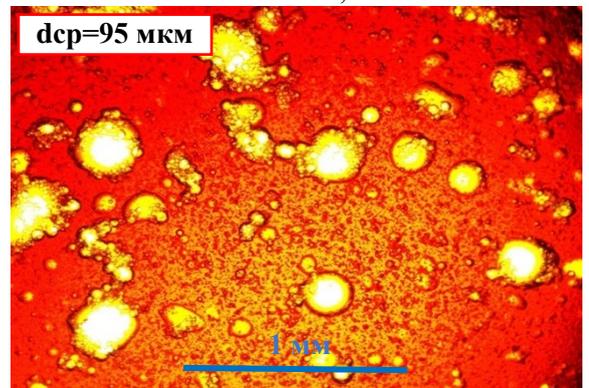
500 об/мин, 60 с



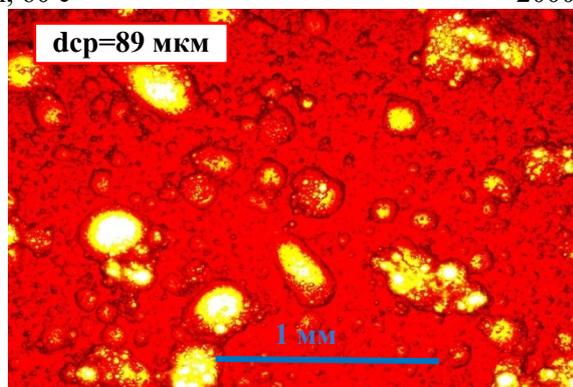
1000 об/мин, 60 с



1500 об/мин, 60 с



2000 об/мин, 60 с



2800 об/мин, 60 с

Рисунок 4.6 – Фотографии с микроскопа при разной скорости вращения мешалки при одной обводненности (исходная) в течение 60 с

График изменения дисперсности эмульсии и ее удельной поверхности при разной скорости вращения мешалки в течение 60 с при исходной обводненности продукции скважины (59 %) изображен на Рисунке 4.7.

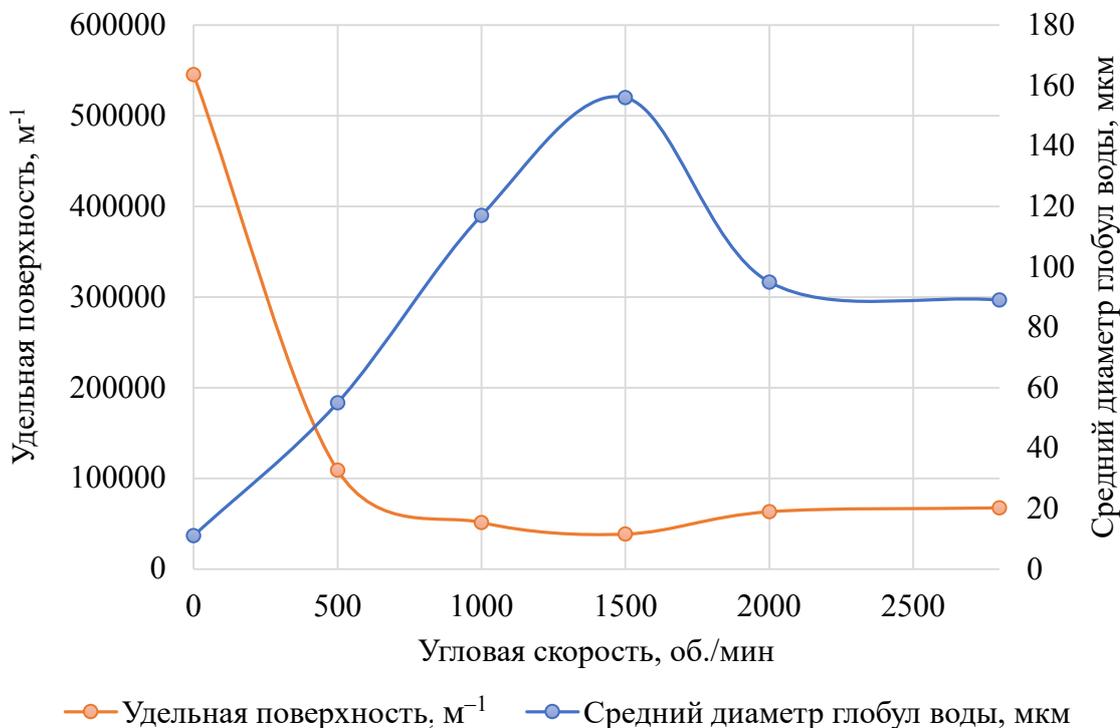


Рисунок 4.7 – График изменения дисперсности эмульсии и ее удельной поверхности при разной скорости вращения лабораторного перемешивающего устройства

Из данных Рисунка 4.7 видно, что диаметр глобул воды в эмульсии увеличивается до 156 мкм при 1500 об./мин, а затем постепенно уменьшается до 89 мкм при 2800 об./мин. Данное наблюдение показывает, что при увеличении скорости перемешивания с 1500 до 2800 об/мин в течение 60 с средний диаметр глобул воды уменьшается, это говорит о том, что эмульсия становится более дисперсной, т.е. более стойкой. Однако при проведении данных лабораторных экспериментов при всем диапазоне скоростей перемешивания эмульсия незамедлительно саморазрушалась, что свидетельствует о ее неустойчивости.

Исследование кинетики процесса расслоения водонефтяной эмульсии при разных объемных соотношениях нефти и воды проводилось по методике бутылочного теста, которая заключается в определении объема воды, выделившийся из

подготовленной на перемешивающем устройстве водонефтяной эмульсии в мерных цилиндрах во времени [99]. В результате получены зависимости степени обезвоживания эмульсии от времени. Степень обезвоживания эмульсии определяется как отношение объема свободной отделившейся воды (мл) ко всему объему воды в пробе (мл). На Рисунке 4.8 показана зависимость времени расслоения эмульсии от степени ее обезвоживания для разной обводненности эмульсии при вращении перемешивающего устройства 2800 об./мин в течение 2 мин при 10 °С.

На Рисунке 4.9 показана обработанная микрофотография созданной эмульсий с обводненностью 70 %.

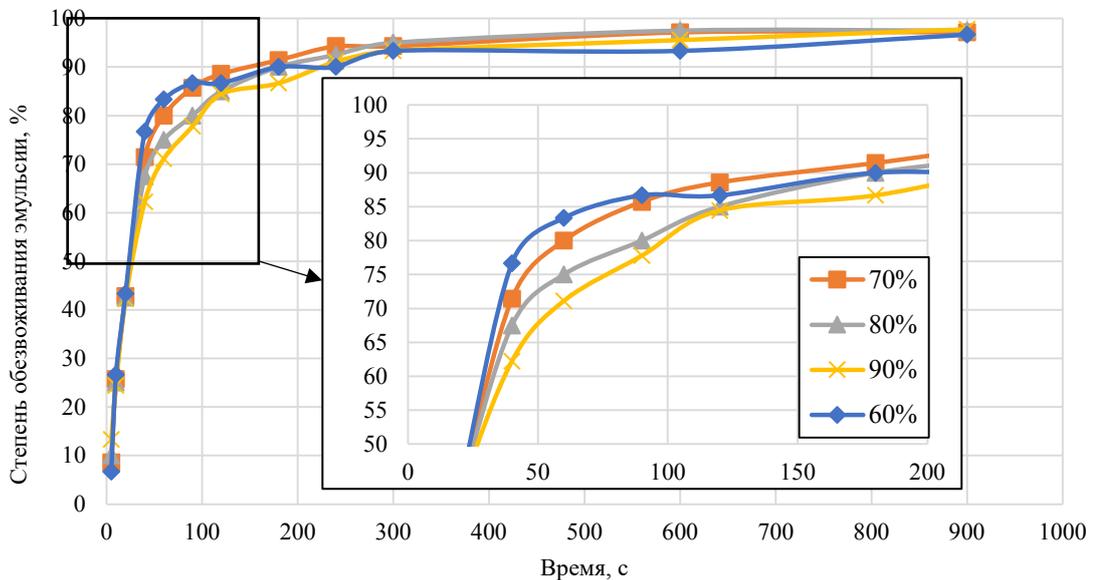


Рисунок 4.8 – Степень обезвоживания эмульсии от времени расслоения при разных соотношениях нефти и воды

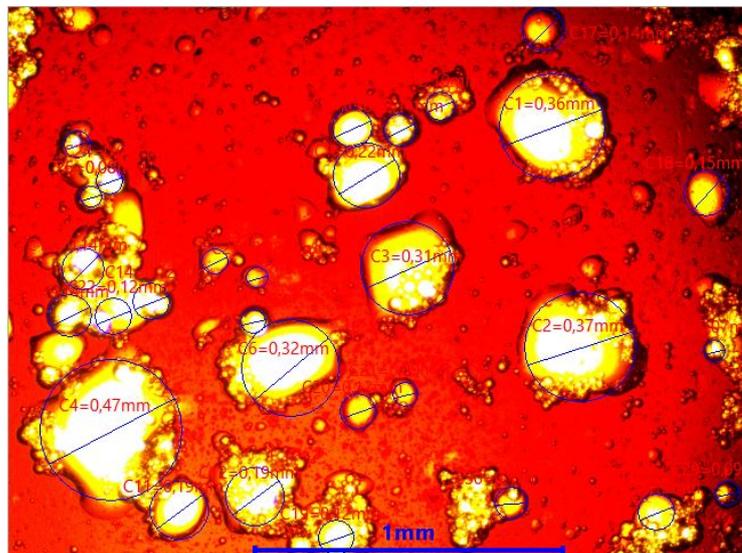


Рисунок 4.9 – Микрофотография эмульсии с обводненностью 70 %

Выявлено, что глобулы воды в эмульсии имеют широкий диапазон размеров – от 0,05 до 47 мкм. Средний диаметр глобул воды составил 11,7 мкм. Глобулы воды с данными значениями диаметров хорошо подвергаются гравитационному отстою.

На Рисунке 4.10 приведена фотография проб водонефтяных эмульсий после гравитационного отстоя при разной обводненности водонефтяной эмульсии при вращении перемешивающего устройства 2800 об./мин в течение 2 мин при 10 °С.



Рисунок 4.10 – Пробы водонефтяной эмульсии с разной обводненностью после перемешивания 2800 об./мин в течение 2 мин при 10 °С (слева направо: обводненность 59; 70; 80; 90 %)

Таким образом, проведенные лабораторные исследования кинетики процесса расслоения водонефтяной эмульсии подобранного объекта при разных соотношениях нефти и воды показали, что стойкая эмульсия в процессе интенсивного перемешивания пластовых флюидов не образуется, так как все созданные типы эмульсии в течение короткого промежутка времени (в течение 2 мин) подверглись саморазрушению до степени обезвоживания 96–97 %.

Важным свойством водонефтяных эмульсий является их устойчивость – способность в течение длительного времени сохранять структуру и не разрушаться на нефть и воду. Выделяют агрегативную и седиментационную устойчивость. Седи-

ментационная (кинетическая) устойчивость характеризует способность дисперсной системы сохранять равновесное распределение фазы по объему дисперсионной среды или ее устойчивость к разделению фаз, а агрегативная – способность дисперсной системы сохранять неизменной во времени степень дисперсности, т.е. размеры частиц и их индивидуальность.

Мерой общей устойчивости водонефтяных эмульсий может также служить количество выделившейся воды при гравитационном отстое, следовательно, агрегативная устойчивость водонефтяных эмульсий может определяться как отношение разности исходного объема эмульсии и объема выделившейся в процессе центрифугирования дисперсной фазы к исходному объему эмульсии, выраженное в процентах [100]:

$$A_y = \frac{V_1 - V}{V_1} \cdot 100 \%, \quad (4.3)$$

где V_1 – исходный объем эмульсии, m^3 ; V – объем дисперсной фазы, выделившейся в процессе бутылочного теста, m^3 .

На Рисунке 4.11 показан график изменения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии во времени по количеству выделившейся свободной воды.

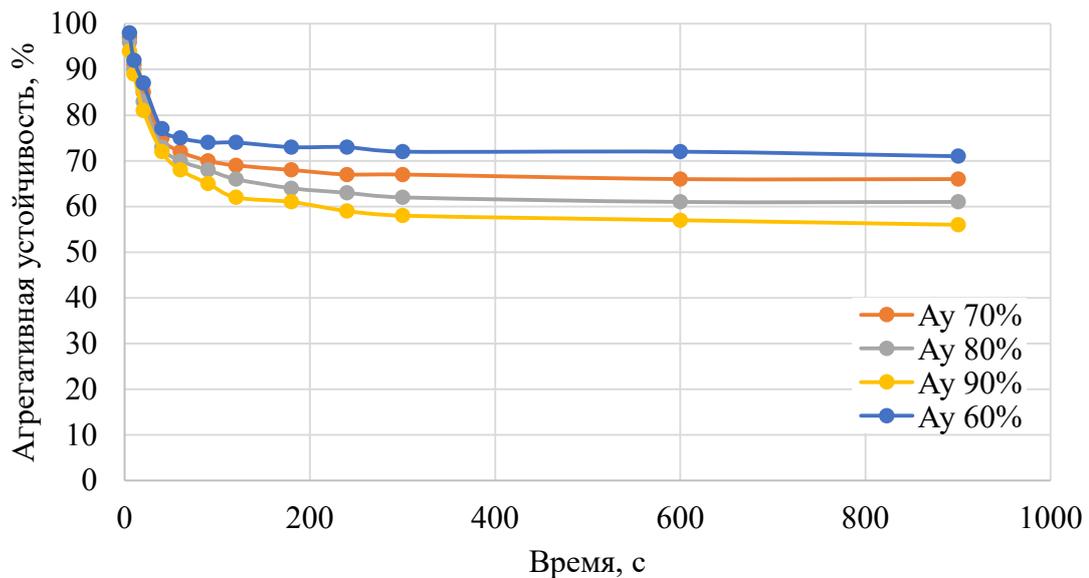


Рисунок 4.11 – График изменения агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии во времени

Обобщая результаты, приведенные на Рисунках 4.8 и 4.11, можно сделать вывод, что в течение первых 2 мин эмульсия расслаивается до 85–90 %, о чем свидетельствует стремительное снижение агрегативной устойчивости, оставшаяся нерасслоённая часть эмульсии в объеме 10–15 % остается условно стабильной и имеет величину агрегативной 68–72 %. Для того, чтобы оценить негативное влияние такой ВНЭ, определялась динамическая вязкость для каждого исследуемого образца после замешивания пробы. Исследования динамической вязкости проведены на вискозиметре Rheotest RN 4.1.

Принцип метода заключается в измерении силы, действующей на ротор (вращающийся момент) во время его вращения с постоянной угловой скоростью (скорость вращения) в жидкости. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1 представлен на Рисунке 4.12.

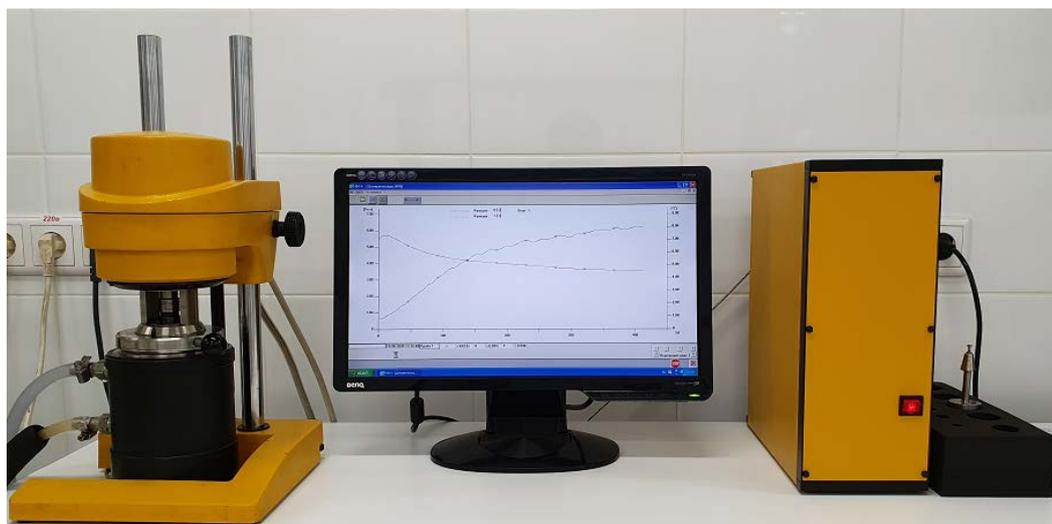


Рисунок 4.12 – Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1

С использованием комплекса оборудования (ротационного вискозиметра, персонального компьютера, циркуляционного термостата) установлены абсолютные значения динамической вязкости подготовленных образцов водонефтяной эмульсии с целью определения эффективности изменения реологических свойств тестируемых образцов.

Методика проведения лабораторных исследований:

1. Подготовка и обработка образцов для определения динамической вязкости.

2. Процесс измерения динамической вязкости с помощью программного комплекса, установленного на персональном компьютере.

3. Достижение требуемого температурного режима и стабильного значения динамической вязкости пробы, фиксация значения вязкости.

4. Извлечение пробы и обработка результатов.

Результаты определения динамической вязкости моделируемых проб водонефтяных эмульсий при разном соотношении нефти и воды показаны на Рисунке 4.13.

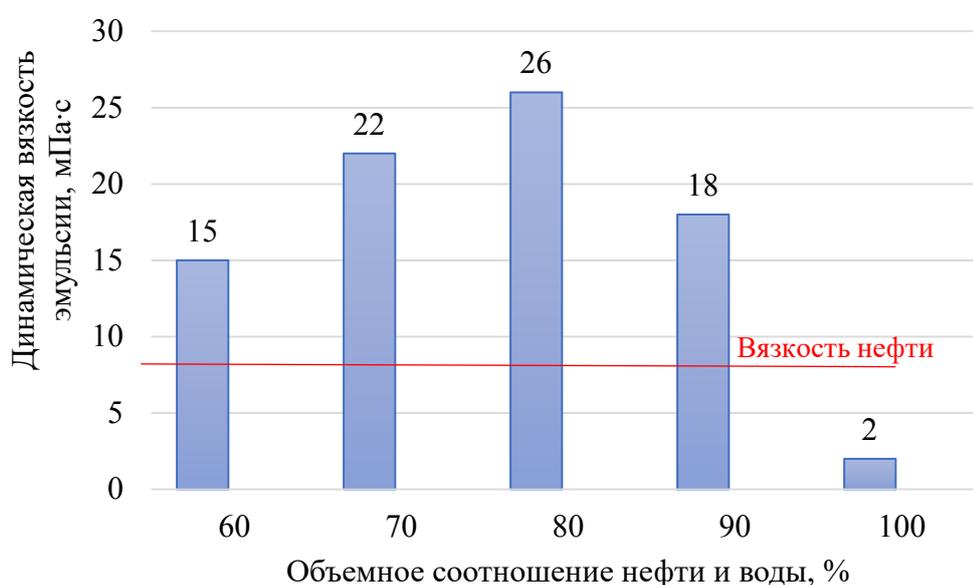


Рисунок 4.13 – Зависимость динамической вязкости эмульсии от объемного соотношения нефти и воды

Рисунок 4.13 показывает, что происходит увеличение вязкости с 15 до 26 мПа·с при объемном соотношении воды и нефти 60–80 %. Граничные значения обводненности переходного процесса инвертности эмульсии, характерные для месторождений Пермского края, соответствуют известным результатам отечественных и зарубежных исследований [101, 102]. Небольшое увеличение вязкости происходит по причине перехода эмульсии из одного типа в другой, т.е. из типа «вода в нефти» в тип «нефть в воде». Следует учитывать, что при динамической вязкости 26 мПа·с эмульсия не подвергается саморазрушению в течение 2 ч и является

устойчивой. Лабораторные эксперименты показали высокую способность моделируемой водонефтяной эмульсии при разных соотношениях нефти и воды к саморазрушению. Полученный результат показывает возможность применения внедряемой технологии интенсификации добычи нефти и свидетельствует, что водонефтяные эмульсии не будут образовываться в процессе.

4.2. Подготовка эжекционной системы ЭС-СН-1 к опытно-промышленным испытаниям

С целью апробации технологии использования энергии системы ППД на добывающих скважинах Павловского месторождения был создан эжекционный аппарат, технические параметры которого представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические параметры ЭС-СН-1

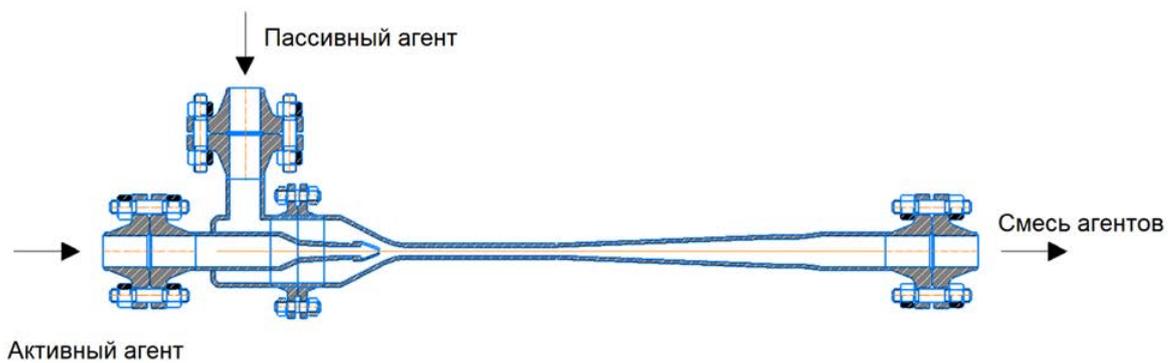
Параметр	Размерность
Способ подключения внешних трубопроводов	Фланец
Внутренний диаметр (подсоединение), мм	45
Диаметр расположения отверстий (подсоединение), мм	118
Количество отверстий (подсоединение)	4
Рабочее давление МПа	10
Рабочая среда	Вода, углеводороды
Масса, кг	31,2
Длина установки, м	1,18
Срок службы не менее, лет	10

В ходе опытно-промышленных испытаний разработанной технологии за основу режимов принимались результаты численного моделирования. В первом приближении режимы работы ЭС-СН-1, полученные на основании численного и гидравлического моделирования. Данные представлены в Таблице 4.2.

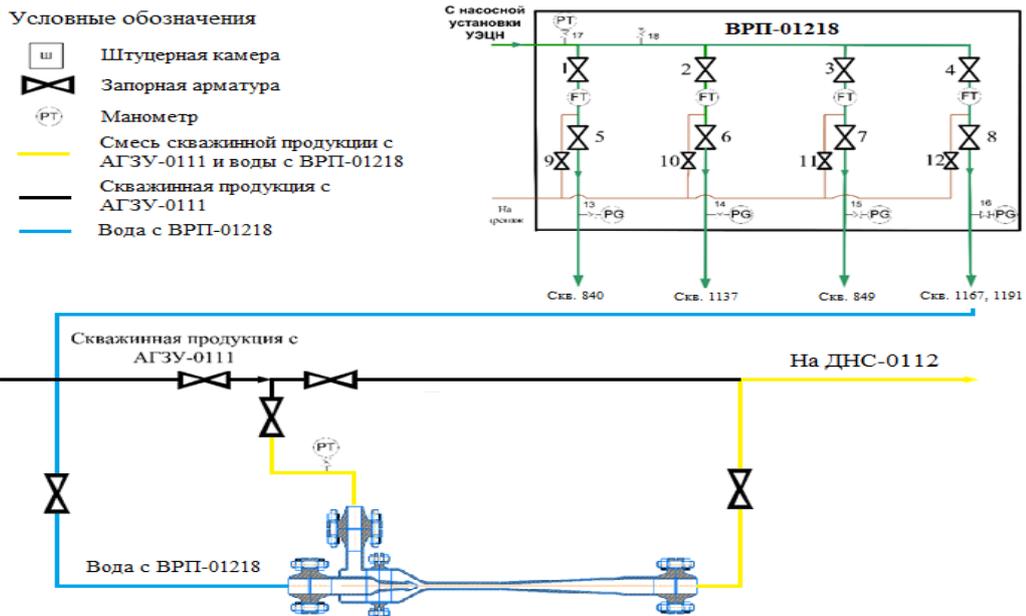
Таблица 4.2 – Режимы работы ЭС-СН-1

№ режима	Давление воды на входе в струйный насос, МПа	Расход воды, м ³ /сут	Соотношение фаз, %	Диаметр сопла эжектора, мм	Состояние затрубных задвижек
1	8	69,6	80	4	Закрыто
2	10,5	67,2	80	3,5	Закрыто
3	10,5	85	100	6	Закрыто
1(б)	8	69,6	80	4	Открыто

Проведение опытно-промышленных испытаний осуществлялось следующим образом: перед выполнением испытаний были остановлены все технологические процессы на задействованных технологических объектах. Далее был произведен монтаж дополнительного трубопровода от системы ППД до струйного насоса и оснащение его запорной арматурой, штуцером и присоединительным фланцем. Затем был произведен монтаж трубопровода от АГЗУ-0111 до струйного насоса и оснащение его присоединительным фланцем и запорной арматурой. Следующим этапом выполнения испытаний был монтаж трубопровода из струйного насоса в ССиТ месторождения, после которого была открыта запорная арматура на выходе из струйного насоса и на входе воды. Затем последовала опрессовка оборудования на 15 МПа и открытие запорной арматуры на входе нефти.



а



б

Рисунок 4.14 – Схема ЭС-СН-1: а – монтаж; б – подключение

*a**b*

Рисунок 4.15 – Фотография ЭС-СН-1: *a* – нейтральный ракурс; *b* – верхний ракурс

Выбор режимов эффективной эксплуатации выполнялся по результатам микроскопических исследований проб скважинной продукции после ЭС-СН-1 с целью оценки агрегативной устойчивости эмульсии, а также оценки влияния работы установки на энергетические параметры (давление, мощность, гидравлические сопротивления) ГНО и ССигТ.

Схема монтажа, подключения и фотографии ЭС-СН-1 приведены на Рисунках 4.14 и 4.15.

В ходе ОПИ на Павловском месторождении в установке ЭС-СН-1 активной средой является вода с ВРП-01218, а пассивной средой – скважинная продукция с АГЗУ-0111.

4.3. Опытные-промышленные испытания ЭС-СН-1 на АГЗУ-0111 Павловского месторождения

При первом запуске (14.12.2022) системы ЭС-СН-1 в режиме № 1 произведены следующие работы: открыта задвижка, связывающая выход продукции из системы ЭС-СН-1 с линейным трубопроводом и произведена опрессовка на давление 2,2 МПа. Затем выполнено открытие задвижки на ВРП-01218 для подачи воды (активной фазы) на вход струйного насоса – работа насоса стабильна при давлении 7 МПа. Далее произведено перенаправление потока нефти с байпаса на струйный насос – работа системы стабильна. Путем регулировки частоты работы шурфовой установки давление было увеличено до 8 МПа – снижения давления на коллекторе АГЗУ-0111 не зарегистрировано. Следующим этапом выполнена остановка скважины 1210 для определения влияния снижения расхода пассивной фазы на работу системы ЭС-СН-1 – снижения давления в коллекторе АГЗУ-0111 и разряжение не зарегистрировано. Затем произведен отбор пробы с выхода струйного насоса – в пробе наблюдается маловязкая эмульсия типа «нефть+газ+вода», разделение фаз визуально регистрируется через 1 мин отстоя при $t = -10$ °С. Далее выполнено перекрытие затрубных задвижек добывающих скважин 1178, 1179, 1181, 1182, 1203, 1209, 1210, 1215, 1220, 1222 – давление в коллекторе снижено до 2,1 МПа, давление на выходе из системы ЭС-СН-1 не снижено – 2,2 МПа. Затем для оценки эффективности работы системы ЭС-СН-1 произведена остановка подачи воды и выполнен перевод потока нефти обратно на байпас – давление в коллекторе возросло до 2,4 МПа, работа АГЗУ и трубопровода стабильна. На этом тестовый запуск завершен.

По результатам первого запуска система ЭС-СН-1 показала стабильную работу при давлении до 8 МПа. Эффективность в виде снижения устьевого давления на скважинах АГЗУ-0111 от работы системы ЭС-СН-1 при диаметре сопла 4 мм значительно увеличивается при закрытых затрубных задвижках и достигает 0,3 МПа (с 2,4 до 2,1 МПа). При этом давление после струйного насоса оставалось стабильным и равным давлению до начала испытания.

Второй запуск (24.12.2022) системы ЭС-СН-1 произведен в режиме № 1 при открытых затрубных задвижках с целью оценки ее работы при присутствии в потоке попутного нефтяного газа. При запуске системы ЭС-СН-1 произведены следующие работы: открыта задвижка от выхода из АГЗУ-0111 на выход в ЭС-СН-1 и закрыт байпас – давление на АГЗУ увеличено до 2,75 МПа, произведен отбор пробы № 1. Затем произведено открытие задвижки на ВРП-01218 для подачи воды (активной фазы) на вход струйного насоса – работа насоса стабильна при давлении 8 МПа, мгновенный расход – 69,6 м³/сут. После запуска системы ЭС-СН-1 давление на АГЗУ-0111 снизилось до 2,6 МПа, а с течением времени наблюдается падение до 2,4 МПа, вызванное изменением режима работы системы сбора нефти, – работа системы стабильна в течение 1 ч, отобрана проба № 2 – в пробе наблюдается вязкая эмульсия типа «нефть+газ+вода», разделение фаз визуально не регистрируется (окружающая температура –10 °С). Далее фиксировалась стабильная работа системы в течение 2,5 ч, был произведен отбор пробы № 3 с выхода струйного насоса – в пробе наблюдается вязкая эмульсия типа «нефть+газ+вода». Следующим этапом остановлена подача воды – давление на АГЗУ-0111 выросло с 2,4 до 2,5 МПа, работа АГЗУ и трубопровода стабильна. После перевода потока нефти на байпас давление на АГЗУ-0111 увеличено до 2,6 МПа.

Результаты анализа проб представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты исследований проб № 1–3

Номер пробы	Время отбора проба	Обводненность, %	Агрегативная устойчивость
1	14:30	6,1	34,4
2	15:30	75	24,0
3	17:00	80	22,5

На Рисунке 4.16 представлены результаты микрокопирования проб.

Исходя из полученных результатов микроскопии проб, видим, что до выполнения ОПИ содержание воды в пробе минимально. После запуска системы ЭС-СН-1 в пробе, отобранной через час, получены глобулы воды диаметром до

0,5 мм. В пробе нефти, отобранной через 2,5 ч, отмечается инверсия фаз, аналогично пробе, отобранной через 18 ч отстоя. Таким образом, в результате испытаний подтверждена надежность работы системы ЭС-СН-1 при открытых затрубных задвижках, также при диаметре сопла 4 мм снижение давления в коллекторе составило 0,1 МПа. В ходе испытаний отмечается увеличение обводненности продукции на 69–74 % при сохранении агрегативной устойчивости. При этом давление после струйного насоса оставалось стабильным и равным давлению до начала испытания.

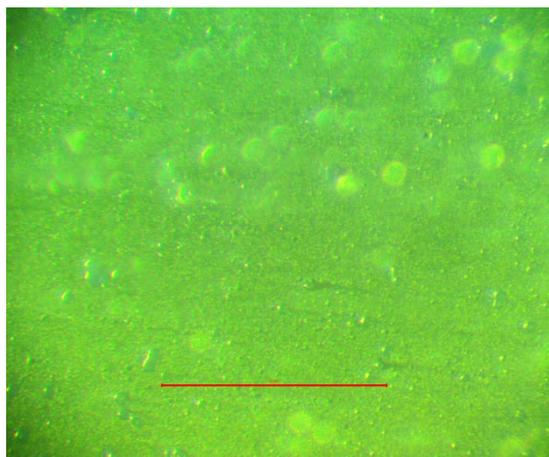
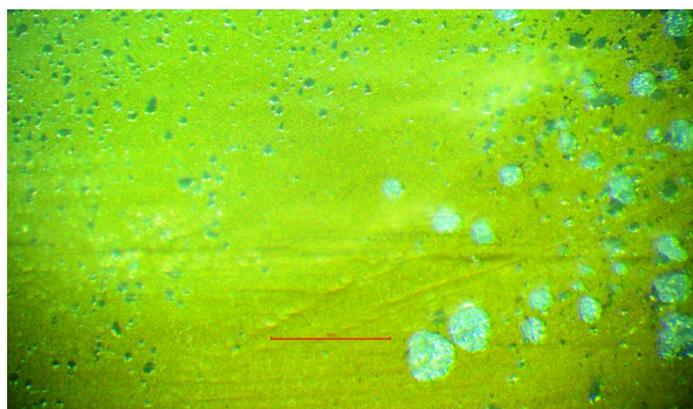
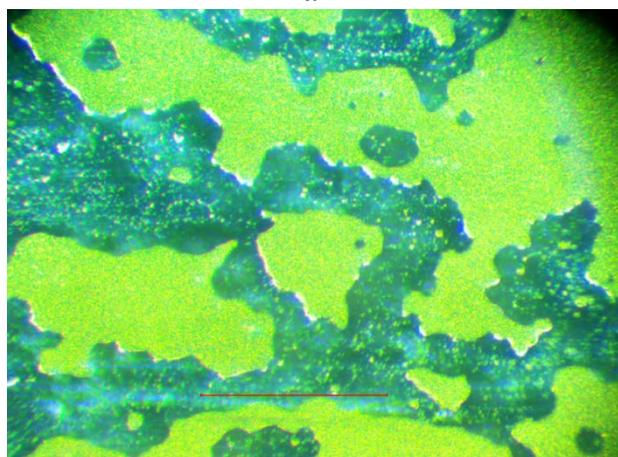
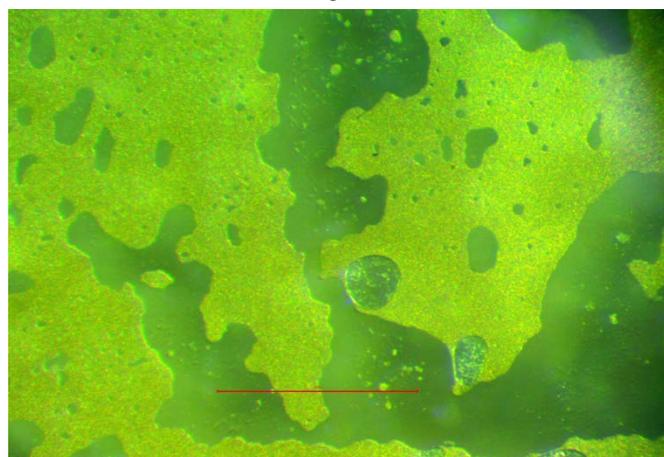
*a**б**в**г*

Рисунок 4.16 – Результаты микроскопии проб: *a* – проба № 1 сразу после отбора; *б* – проба № 2 сразу после отбора; *в* – проба № 3 сразу после отбора; *г* – проба № 3 через 18 ч отстоя

Третий запуск (27.12.2022) системы ЭС-СН-1 произведен в режиме № 2 и № 3 (см. Таблицу 4.3), выполнены следующие работы. Открыта задвижка от выхода из АГЗУ-0111 на выход в ЭС-СН-1, байпас закрыт – давление на АГЗУ увеличилось

до 2,7 МПа, был произведен отбор пробы № 4. Затем выполнено открытие задвижки на ВРП-01218 для подачи воды (активной фазы) на вход струйного насоса, что привело к значительному росту давления в системе ЭС-СН-1 ввиду малого диаметра сопла, однако после снижения частоты работы шурфового насоса давление снизилось до 10,5 МПа – работа насоса стабильна, мгновенный расход – 67,2 м³/сут. Далее произведен запуск системы ЭС-СН-1 – давление на АГЗУ-0111 с течением времени не изменялось – работа системы стабильна в течение одного часа, была отобрана проба № 5 – в пробе наблюдается вязкая эмульсия типа «нефть+газ+вода». После фиксировалось снижение давления на АГЗУ-0111 до 2,55 МПа, которое было вызвано изменением режима работы системы. Следующим этапом была выполнена остановка подачи воды – давление на АГЗУ-0111 не изменилось, работа АГЗУ и трубопровода стабильна. После перевода потока нефти на байпас давление было снижено до 2,5 МПа. Результаты анализа проб представлены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты исследований проб № 4–5

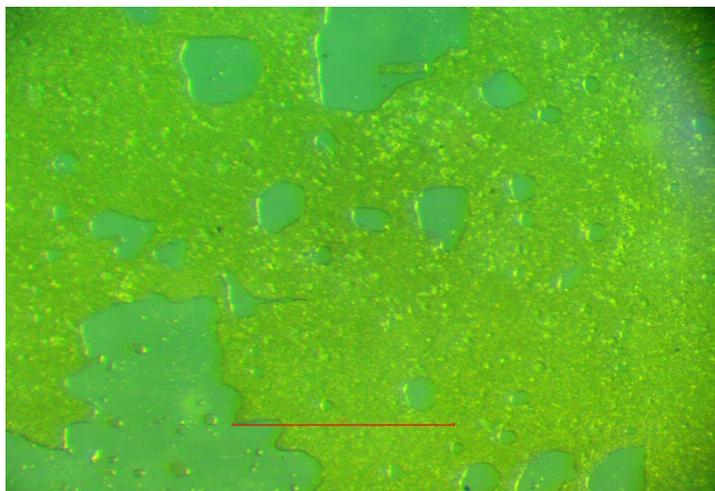
Номер пробы	Время отбора проба	Обводненность, %	Агрегативная устойчивость
4	11:00	8,1	50,6
5	12:30	42	88,1

На Рисунке 4.17. представлены результаты микрокопирования проб.

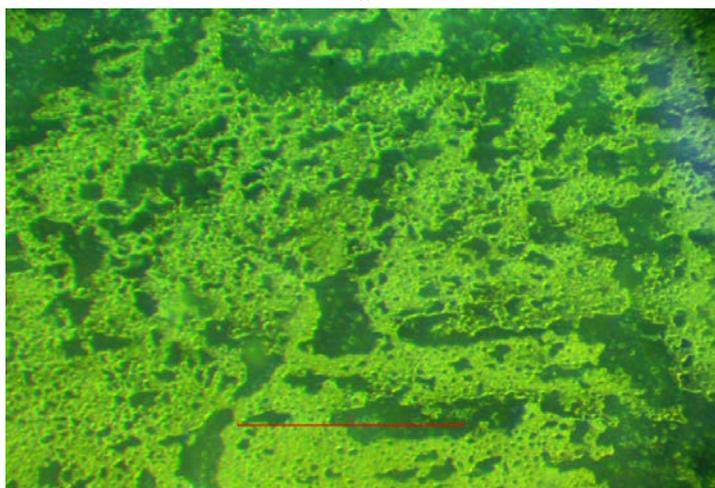
По результатам микроскопии видно, что в пробе до применения ЭС-СН-1 наблюдаются глобулы воды диаметрами до 0,4 мм и наличие небольшой зоны сплошной фазы. При этом в пробе, отобранной после смены сопла (см. Рисунок 4.17, б), наблюдается высокая дисперсность воды в пробе с признаками слияния глобул в единую фазу.

По результатам выполненных работ ввиду невозможности регулирования диаметра штуцера на ВРП-01218 протестирована работа ЭС-СН-1 при давлении активной фазы 7, 8 и 10,5 МПа. Исследование при меньшем давлении не выполнено ввиду отсутствия эффекта эжектирования при меньших давлениях. Исследование при большем давлении не выполнено ввиду технологических ограничений установки. Также выявлено увеличение агрегативной устойчивости пробы при работе

системы с диаметром сопла 3,5 мм как до включения ЭС-СН-1, так и после, при этом увеличение обводненности не столь значительное. Данные результаты свидетельствуют о негативном влиянии малого диаметра сопла на агрегативную устойчивость эмульсии. При этом давление после струйного насоса оставалось стабильным и равным давлению до начала испытания.



а



б

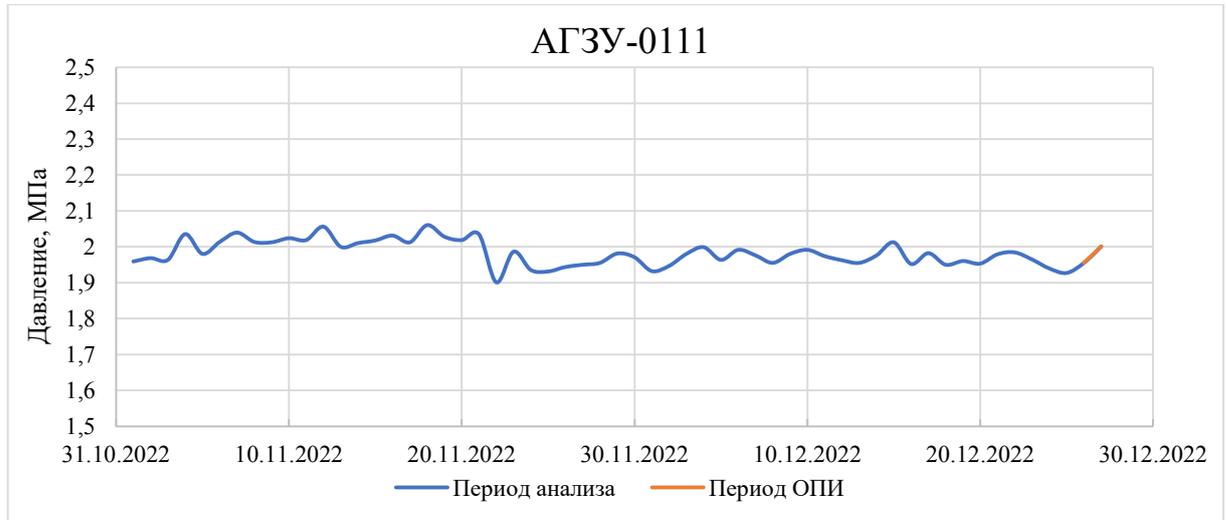
Рисунок 4.17 – Результаты микроскопии проб:

а – проба № 4 сразу после отбора; *б* – проба № 5 сразу после отбора

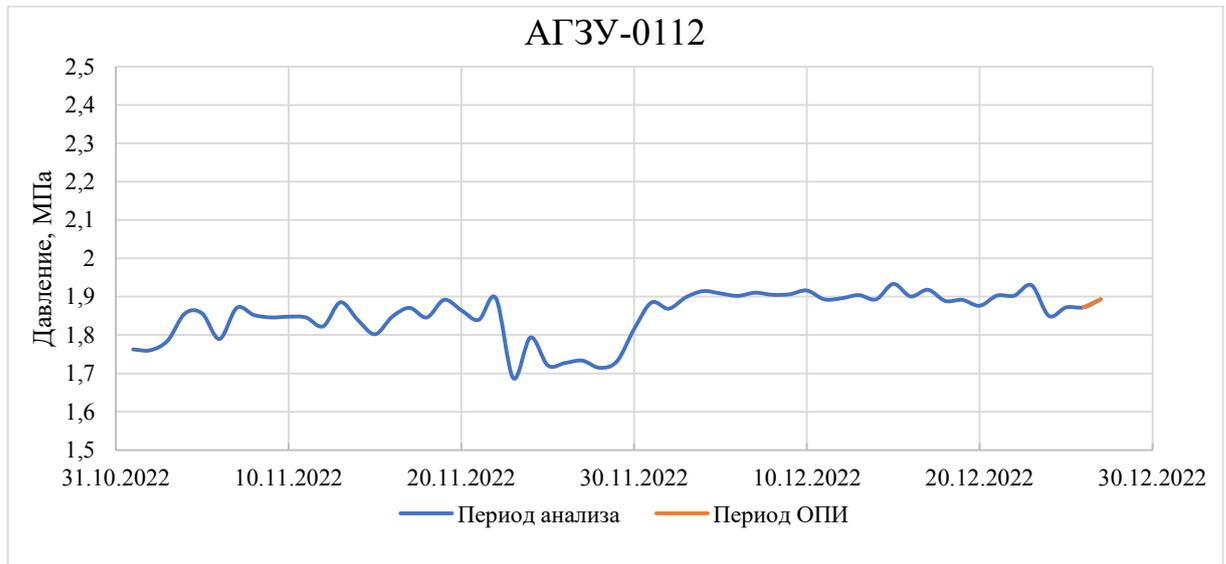
4.4. Оценка влияния ЭС-СН-1 на работу системы сбора нефти ДНС-0112

По факту проведения ОПИ выполнена оценка влияния работы ЭС-СН-1 на систему сбора нефти. На Рисунке 4.18 представлена динамика изменения давления на АГЗУ – 0111, АГЗУ – 0112, АГЗУ – 0110, АГЗУ – 0109, АГЗУ – 0106 и ДНС –

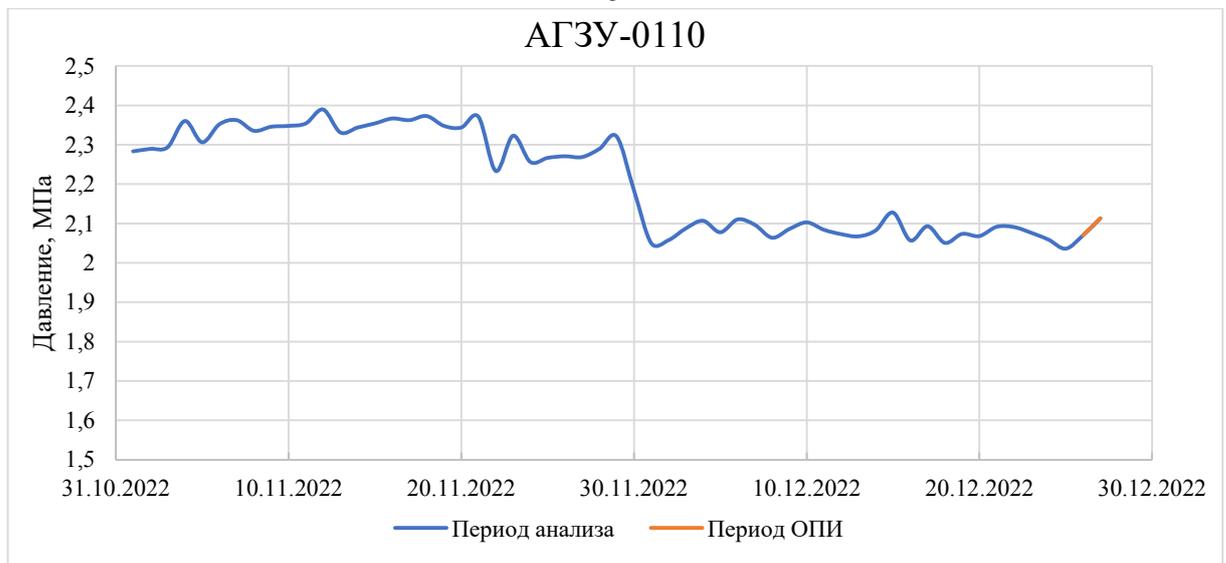
0112 в период с 01.11.2022 по 27.12.2022 для оценки среднего давления по данным объектам. На графиках красным цветом выделена зона проведения ОПИ.



а



б

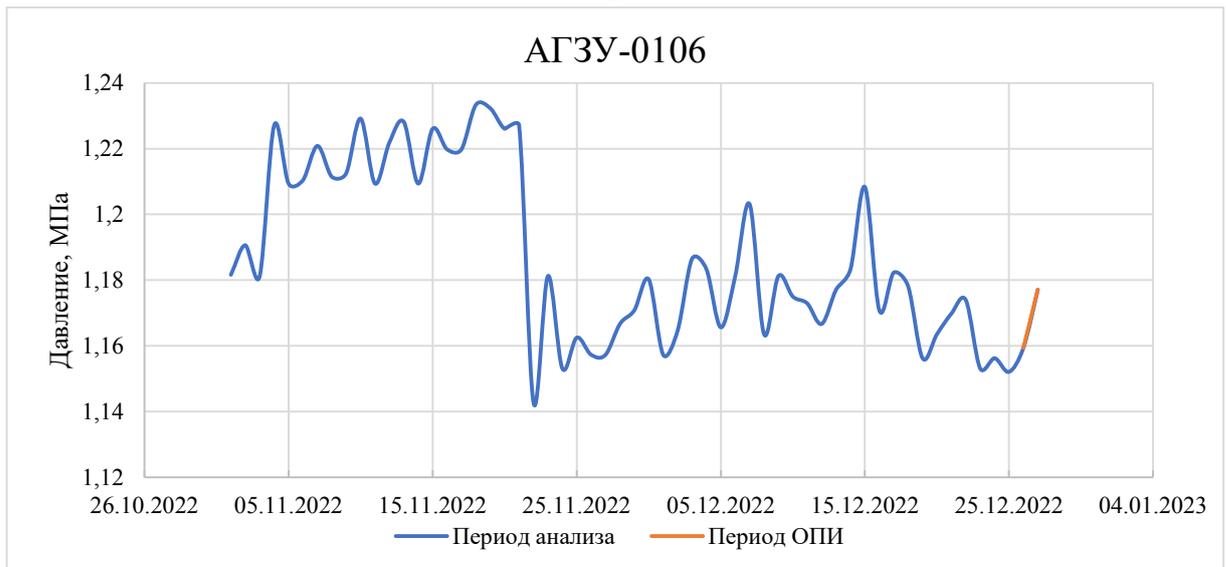


в

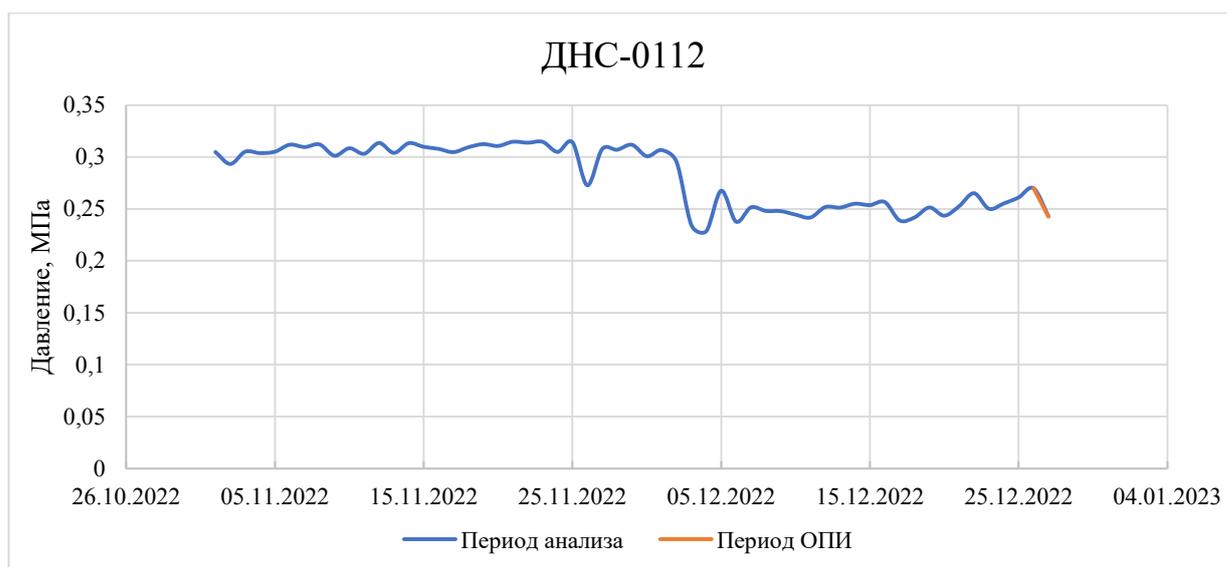
Рисунок 4.18 – Динамика изменения давления в период с 01.11.2022 по 27.12.2022: на АГЗУ – 0111 (а); АГЗУ – 0112 (б); АГЗУ – 0110 (в); АГЗУ – 0109 (г); АГЗУ-0106 (д); ДНС-0112 (е) (продолжение на с. 106)



г



д



e

Рисунок 4.18 – Окончание

В результате анализа определены средние значения давлений для каждого объекта в рассмотренный период времени. Результаты расчетов представлены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Значения давлений в заданные периоды времени

Объект	Среднее давление за период, МПа		Изменение давления, %
	эксплуатация	испытание	
АГЗУ-0111	1,98	1,97	-0,51
АГЗУ-0112	1,85	1,72	-7,03
АГЗУ-0110	2,20	2,30	4,55
АГЗУ-0109	1,81	1,72	-4,97
АГЗУ-0106	1,18	1,16	-1,69
ДНС-0112	0,28	0,24	-14,29

На основании анализа полученных данных можно сделать вывод об отсутствии влияния работы ЭС-СН-1 на систему сбора продукции скважин с АГЗУ-0111 до ДНС-0112, поскольку за период испытаний давления не превышают 15 %.

4.5. Оценка влияния ЭС-СН-1 на работу добывающего фонда АГЗУ-0111 Павловского месторождения

Для оценки параметров работы произведена выгрузка данных с термоманометрических систем добывающих скважин. К рассмотрению принимались следующие величины:

1. Ток двигателя фазы А, А.
2. Ток двигателя фазы В, А.
3. Ток двигателя фазы С, А.
4. Давление на приеме насоса, МПа.

Рассматривался период времени с 01.11.2022 по 24.12.2022 (период эксплуатации) и с 24.12.2022 по 27.12.2022 (период испытаний). Для каждого из интервалов определено среднее значение для оценки влияния работы ЭС-СН-1 на рассматриваемые параметры. Результаты расчетов представлены в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты оценки параметров работы скважин

№ сква- жины	Ток двигателя фазы А, А		Откл., %	Ток двигателя фазы В, А		Откл., %	Ток двигателя фазы С, А		Откл, %	Давление на приеме насоса, МПа		Откл., %
	экспл.	испыт.		экспл.	испыт.		экспл.	испыт.		экспл.	испыт.	
1222	7,98	7,22	-9,5	7,78	7,10	-8,7	7,77	6,87	-11,6	2,94	2,94	0,0
1182	9,01	9,75	8,2	8,72	9,42	8,0	8,96	9,67	7,9	3,29	3,20	-2,7
1210	18,94	20,23	6,8	20,52	22,04	7,4	19,97	21,36	7,0	5,31	4,56	-14,0

Анализируя полученные данные, можно отметить, что для скважин 1222 и 1182 отклонений в средних значениях не зафиксировано. ЭС-СН-1 не оказывает значительного влияния на их работу. Среднее значение токовых характеристик и давления на приеме насоса для скважины 1220 за период 24.12.2022 – 27.12.2022 (период испытаний) больше, чем за период 01.11.2022 – 24.12.2022 (период эксплуатации), что связано с отключением скважины во втором периоде. Для скважины 1210 токовые характеристики изменяются незначительно, а давление на приеме снижается. При этом в период 24.12.2022 – 27.12.2022 значения остаются стабильными, что говорит об отсутствии влияния включения системы ЭС-СН-1.

На основании настроенной модели нефтедобывающих скважин в ПО ИСТП проведено определение изменения параметров работы ГНО при работе ЭС-СН-1 расчетным путем. Режимы работы соответствуют промысловым данным, полученным в ходе ОПИ. Подбор ГНО выполнен для скважины 1210 и представлен на Рисунке 4.19.

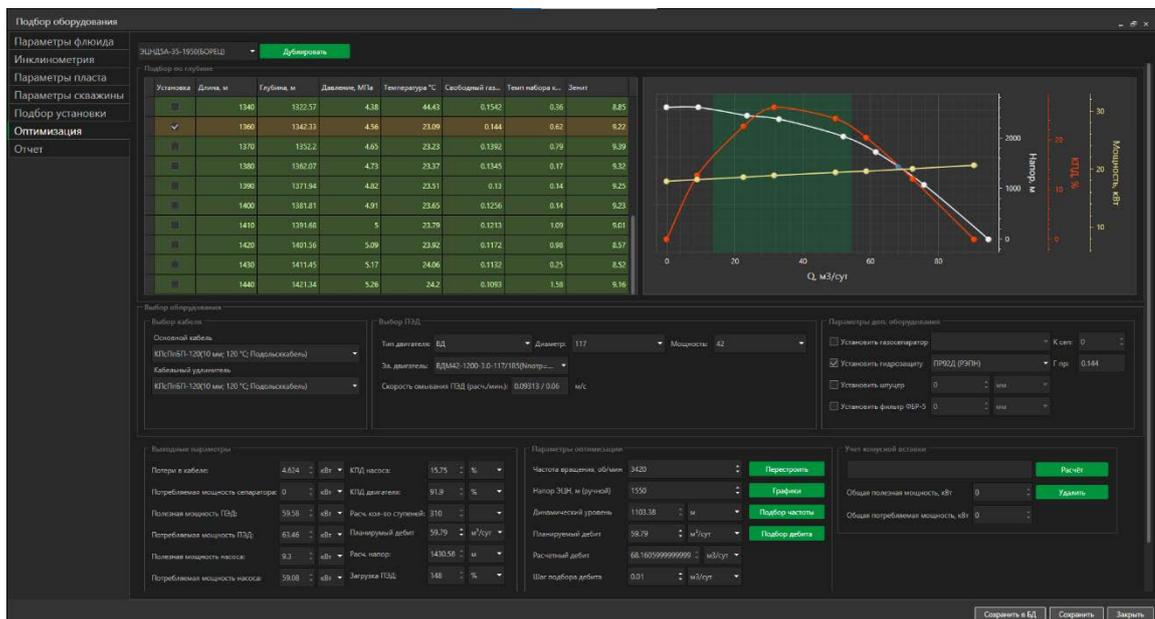


Рисунок 4.19 – Подбор параметров работы ГНО скважины 1210

Параметры работы скважины 1210 при подборе на различных режимах приведены в Таблице 4.7.

Исходя из полученных данных, изменение параметров работы погружного оборудования при моделировании работы системы ЭС-СН-1 незначительно. Влияния на энергопотребление оборудования не наблюдается.

Таблица 4.7 – Параметры работы скважины №1210 при работе системы ЭС-СН-1

Параметр	Размерность	Величина		
		До применения ЭС	Снижение давления на 0,1 МПа	Снижение давления на 0,3 МПа
Динамический уровень	м	1332,0	1337,4	1345,9
Забойное давление	МПа	3,49	3,49	3,48
Дебит скважины	м ³ /сут	88,40	88,44	88,53
КПД насоса	%	15,75	15,56	15,29
Суточное энергопотребление	кВт	1670,10	1677,70	1682,70

Для оценки влияния ЭС-СН-1 на работу скважин АГЗУ-0111 проанализированы технологические режимы работы скважин до и после внедрения технологии на примере добывающей скважины 1181. Функционирование ЭС-СН-1 привело к плавному снижению затрубного давления на 0,3 МПа с одновременным подъемом динамического уровня в скважине на 32 м (Рисунок 4.20, б), при этом давление на забое и на приеме насоса осталось неизменным. Подача насоса также осталась неизменной (10 м³/сут), что привело к стабилизации динамического уровня на новой, более высокой отметке – 1295 м. Далее произошло увеличение производительности ГНО за счет оптимизации режима его работы. При плавном повышении дебита погружного оборудования на 0,34 м³/сут динамический уровень снизился до первоначального уровня – 1327 м, при этом произошло незначительное уменьшение забойного давления на 0,01 МПа по причине инерционности происходящего процесса и динамики изменения давления по стволу скважины (Рисунок 4.20, в). Значения забойного давления можно считать оценочными, поскольку они получены путем косвенного расчета с учетом данных систем телеметрии скважин на уровне подвески насоса. Работа скважины после внедрения ЭС-СН-1 остается стабильной при сохранении дополнительной добычи скважинной продукции.

Также для каждой добывающей скважины измерен прирост притока из пласта при снижении давления на АГЗУ-0111 на 0,1 и 0,3 МПа за счет разгрузки устьевого затрубного давления, подъема динамического уровня. Незначительный отбор динамического уровня для достижения забойного давления до применения ЭС-СН-1 приводит к росту дебита скважин. Результаты представлены в Таблице 4.8.

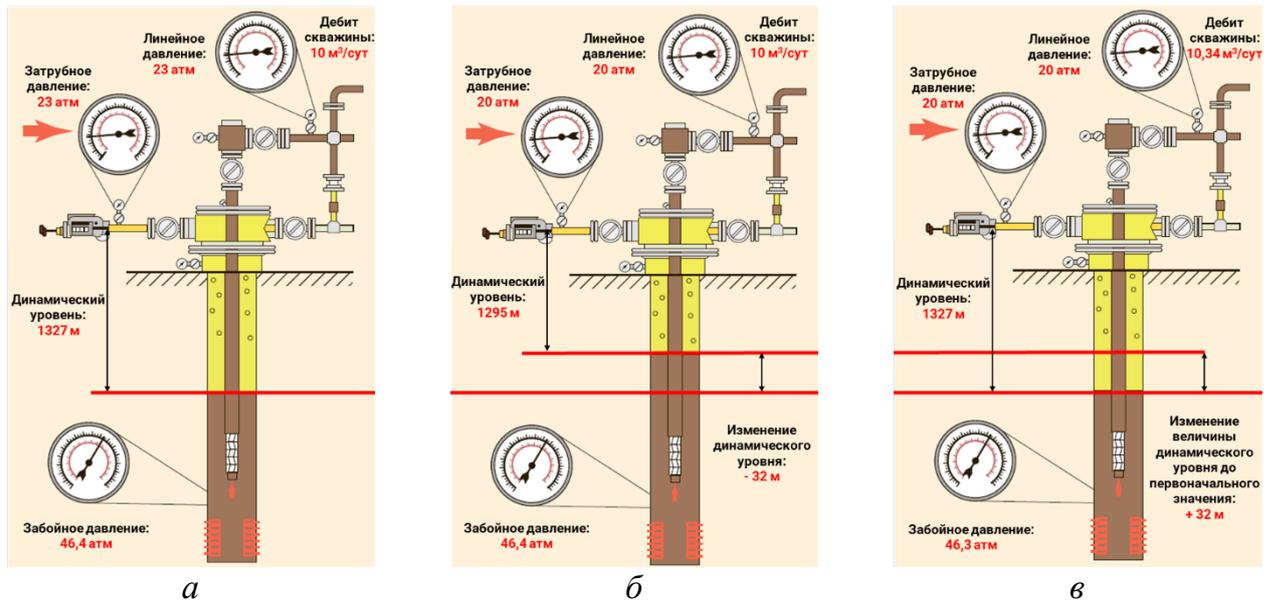


Рисунок 4.20 – Изменение параметров работы скважины 1181 при работе системы ЭС-СН-1: *а* – параметры работы до применения ЭС-СН-1; *б* – снижение затрубного давления и подъем динамического уровня; *в* – увеличение производительности ГНО и снижение динамического уровня до первоначального уровня

Таблица 4.8 – Увеличение притока из пласта при снижении давления на АГЗУ-0111 при снижении давления на 0,3 МПа

№ скважины	Увеличение дебита скважин по жидкости		Увеличение дебита скважин по нефти
	м³/сут	%	т/сут
1178	0,11	2,75	0,09
1179	0,3	2,61	0,24
1181	0,47	4,70	0,34
1182	0,27	1,89	0,23
1203	1,8	2,40	1,49
1209	0,58	2,45	0,44
1210	0,13	0,15	0,1
1215	0,21	1,91	0,03
1220	0,19	0,50	0,1
1222	0,31	1,47	0,21
Сумма	4,37	2,08	3,27

В результате можно отметить, что при снижении давления на АГЗУ-0111 на 0,3 МПа возможно получить дополнительный дебит нефти в размере 3,27 т/сут. Таким образом, разработанная технология повышения эффективности добычи нефти за счет использования энергии системы ППД признана работоспособной (на основании Акта

от 28.12.2022 «О завершении опытно-промышленных испытаний эжекционной системы ЭС-СН-1 в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»»).

Таким образом, результаты численного моделирования можно считать достоверными.

4.6. Рекомендации по достижению максимальной эффективности применения системы ЭС-СН-1

В результате анализа выполненных опытно-промышленных испытаний становится очевидным, что работа системы в отсутствие в потоке попутного нефтяного газа достигает наибольшей эффективности. Следовательно, данные условия являются наиболее рациональными для реализации технологии.

Для реализации технологии ЭС-СН-1 с максимальной эффективностью предлагается настройка перепускных клапанов на значительный перепад давления для реализации периодического режима работы ЭС-СН-1. Предлагаемый режим заключается в следующем (Рисунок 4.21):

1. ЭС-СН-1 работает при закрытых перепускных клапанах в течение периода накопления попутного нефтяного газа (2 ч).
2. Открытие перепускного клапана для стравливания давления, создаваемого попутным нефтяным газом из затрубного пространства (1 мин).
3. Повторение цикла работы.

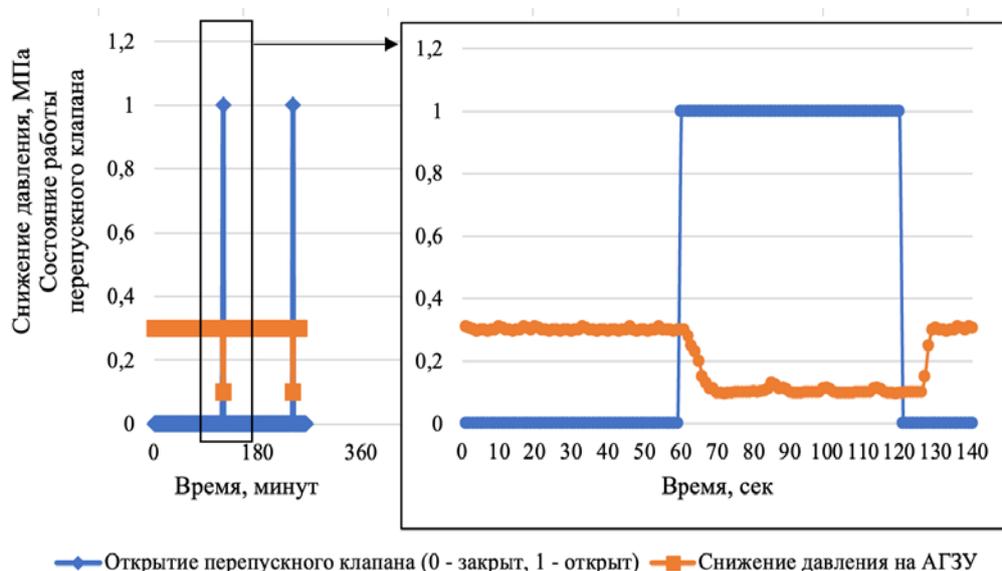


Рисунок 4.21 – Периодическая работа ЭС-СН-1

При этом открытие клапанов на каждой из добывающих скважин может производиться не в одно время для минимизации влияния эффекта на систему сбора.

4.7. Экономическая эффективность технологии ЭС-СН-1

По результатам проведения ОПИ была определена экономическая эффективность от применения ЭС-СН-1. При расчете учитывались как инвестиционные затраты на создание и установку струйного аппарата (Таблица 4.9), так и операционные – добыча, транспортировка и подготовка дополнительного объема продукции (Таблица 4.10).

Таблица 4.9 – Инвестиционные затраты на создание и установку ЭС-СН-1

Параметр, ед. измерения	Значение
Стоимость ЭС-СН-1, тыс. руб.	672,6
Стоимость прокладки выкидной линии НКТ89, тыс. руб./м	8,2
Общая стоимость ЭС-СН-1 (+30м выкидной линии), тыс. руб.	919,8

Таблица 4.10 – Операционные затраты от применения ЭС-СН-1

Параметр, ед. измерения	Значение
Затраты на механизированный подъем, тыс. руб./год	3304,9
Затраты на транспортировку, тыс. руб./год	310,2
Затраты на переработку, тыс. руб./год	203,0
Затраты на закачку, тыс. руб./год	1015,8
Затраты на увеличении химизации ДНС, тыс. руб./год	14,4
Затраты на увеличении химизации УППН, тыс. руб./год	3,3
Итого затрат, тыс. руб./год	4851,6

Итогом расчета является оценка эффективности осуществления инвестиций в данную технологию. Самым известным и чаще всего применяемым критерием оценки эффективности инвестиционных решений является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Это важнейший показатель эффективности проекта (другое название – NPV), который представляет собой накопленный дисконтированный эффект за расчетный период.

Для расчета чистого дисконтированного дохода основным показателем принята дополнительная добыча нефти.

На основе проведенных ОПИ дополнительная добыча жидкости с учетом расхода воды на систему ППД составила 154,6 м³/сут, при этом дополнительная добыча нефти составила 3,3 т/сут.

С целью оценки эффективности технологии и принятия к реализации рассчитана чистая приведенная стоимость. Данный показатель демонстрирует ожидаемый будущий доход от применения ЭС-СН-1 за вычетом ее первоначальной стоимости. Исходя из этого, следует, что при суммарных вложениях в размере 5771,4 тысячи рублей в год, которые включают в себя все операционные и инвестиционные затраты, будет получена дополнительная прибыль в размере 3311,2 тысячи рублей в год при условии, что окупаемость инвестиционного проекта происходит в первый же год реализации и составляет 0,27 года (Таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Расчет дополнительного дохода от применения ЭС-СН-1

Параметр, ед. измерения	Значение
Цена реализации нефти (без налогов), руб./т	26640
НДПИ на нефть, руб./т	19523
Ставка дисконтирования, %	15
Первый прогнозный год	2024
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	5539,2
Налог на прибыль, тыс. руб.	1107,8
Чистый денежный доход, тыс. руб.	3311,2
Окупаемость ЭС-СН-1, лет	0,27
NPV с первого прогнозного года, тыс. руб.	3311,2

Таким образом, можно сделать вывод, что технология экономически эффективна, и ее целесообразно принять к реализации, при этом чистый доход составит более 12 млн рублей за пять лет.

Основные выводы по главе 4

При проведении моделирования в ходе опытно-лабораторных испытаний разработанной технологии эксперименты показали высокую способность моделируемой водонефтяной эмульсии при разных соотношениях нефти и воды к само-

разрушению. Полученный результат показывает возможность применения внедряемой технологии интенсификации добычи нефти и свидетельствует, что водонефтяные эмульсии не будут образовываться в процессе реализации технологии.

Согласно полученным результатам опытно-промысловых испытаний установлено, что предложенная система способна снизить линейные давления на скважинах при корректном подборе условий работы (с 2,6 до 2,4 МПа).

По результатам выполненных испытаний выявлено, что работа системы при диаметре сопла 3,5 мм и давлении активной среды 10,5 МПа приводит к росту давления на АГЗУ-0111 (с 2,5 до 2,7 МПа), при этом устойчивость эмульсии значительно возрастает, давление после струйного насоса оставалось стабильным и равным давлению до начала испытания, что соответствует проведенным расчетам в Главе 3.

Тестирование при диаметре сопла 4 мм и давлении активной среды 8 МПа позволяет снизить давление на АГЗУ-0111 при расходе активной фазы 144 м³/сут на 0,1 МПа при открытых затрубных задвижках. При этом агрегативная устойчивость эмульсии увеличивается незначительно (с 22,5 до 24,0 %). Тестирование при диаметре сопла 4 мм и давлении активной среды 8 МПа при закрытых затрубных задвижках показывает, что при расходе активной фазы 69,6 м³/сут система позволяет снизить давление на 0,3 МПа (с 2,4 до 2,1 МПа).

В результате анализа полученных данных можно отметить, что при снижении давления на АГЗУ-0111 на 0,3 МПа возможно получить дополнительный дебит нефти в размере 3,27 т/сут, также выявлено, что работа ЭС-СН-1 при отсутствии в потоке попутного нефтяного газа достигает наибольшей эффективности.

На основании анализа работы системы сбора нефти ДНС-0112 можно сделать вывод об отсутствии влияния работы ЭС-СН-1 на данную систему сбора, давление и режим работы АГЗУ и ДНС не был изменен, подготовка продукции не нарушена.

На основании анализа работы добывающих скважин можно сделать заключение об отсутствии отрицательного влияния ЭС-СН-1 на работу погружного оборудования при изменении буферного и затрубного давлений. Влияния на энергопотребление оборудования не зафиксировано.

Чистый доход от реализации дополнительной добычи нефти составит 3311,2 тысячи рублей в год, а срок окупаемости технологии ЭС-СН-1 составит 0,27 года.

На основании проведенных анализов, теоретических, экспериментальных и промысловых исследований критериями для применения технологии использования энергии системы ППД на добывающих скважинах с увеличением добычи нефти до 5 % являются следующие:

1. Присутствие давления в системе ППД более 8 МПа.
2. Система ППД должна быть реализована на основе закачки подтоварной или пресной воды.
3. Потенциал по пропускной способности внутривнепромыслового трубопровода должен быть не менее 40 % от существующего объема.
4. Обводненность продукции АГЗУ менее 60 %.
5. Для максимизации эффективности функционирования технологии ЭС-СН-1 необходимо, чтобы ее работа осуществлялась при закрытых перепускных клапанах в течение периода накопления попутного нефтяного газа. Для этого необходима настройка перепускных клапанов на значительный перепад давления с целью реализации периодического режима работы ЭС-СН-1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В ходе анализа современных тенденций развития способов повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования выявлено, что перспективным направлением для управления и регулирования линейного давления скважин, определяющего потенциал по добыче скважинной продукции, является применение насосно-эжекторных систем – эжекционного (струйного) аппарата.

2. Разработана технология непрямого использования энергии системы поддержания пластового давления для повышения эффективности добычи нефти на Павловском месторождении. Установлено, что эжекция высоконапорного потока воды системы ППД в нефтепромысловый коллектор системы сбора приводит к увеличению потенциала добычи продукции скважин без возрастания энергетических затрат и негативного влияния на систему сбора и транспорта скважинной продукции.

3. Разработан подход к подбору объекта под внедрение технологии интенсификации добычи на основе использования энергии воды из системы ППД. Определены критерии применимости технологии интенсификации добычи нефти на основе использования энергии системы ППД. На основании разработанных критериев подобран объект внедрения комплексной технологии в ходе анализа добывающего фонда 12 нефтедобывающих цехов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: Павловское месторождение – ЦДНГ-1 – ДНС-0112Бр – АГЗУ-0111 – ВРП-01218.

4. Предложены индивидуальные модели определения снижения устьевого давления скважин с учетом технических характеристик эжекционного устройства и технологических параметров работы скважин в условиях течения водонефтяных эмульсий месторождений Павловской группы.

5. Разработан подход к прогнозированию устьевых давлений и производительности скважин при использовании технологии эжекции воды системы ППД. Достоверность подхода подтверждается сходимостью результатов расчета, выполненных с помощью программных продуктов Ansys CFX и ИСТП, с промышленными

испытаниями. В условиях высоких устьевых давлений разработанная технология подтвердила снижение противодействия на устьях до 13 % и увеличение дебитов до 4,3 % без смены глубинно-насосного оборудования. Работа ЭС при отсутствии в потоке попутного нефтяного газа (при закрытых затрубных задвижках) достигает наибольшей эффективности, при этом негативного влияния работы ЭС на систему сбора и энергопотребление ГНО в скважинах АГЗУ, на котором проводились испытания, не обнаружено. Чистый доход от реализации дополнительной добычи нефти составит 3,3 млн рублей в год, а срок окупаемости технологии ЭС-СН-1 не превышает 4 месяцев.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Консалтинговая группа «Текарт». Сервис против простоя. Обзор рынка сервиса механизированного фонда скважин // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 9–10. – С. 6–11.
2. Камалетдинов, Н.Р. Механизированная добыча нефти в России // Oil&Gas Journal Russia. – 2018. – № 6. – С. 92–95.
3. Левченко, Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
4. Дворецкас, Р.В. Разработка технологии разрушения стойких водонефтяных эмульсий с применением импульсного ультразвукового воздействия: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Дворецкас Ромас Вальдасович. – Пермь, 2020. – 144 с.
5. Байков, Н.М. Сбор, транспорт и подготовка нефти / Н.М. Байков, Б.В. Колесников, П.И. Челпанов. – М.: Недра, 1975. – 317 с.
6. Буланов, Н.С. Зависимость режимов работы УЭЦН на образование водонефтяной эмульсии. Дисперсность эмульсии / Н.С. Буланов // Информатизация и виртуализация экономической и социальной жизни. – 2019. – С. 305–306.
7. Шигапова, Р.Б. Влияние конструкции глубинных насосов на состояние эмульсии, поступающей от забоя скважины на устье / Р.Б. Шигапова, В.П. Тронов // Нефтегазовое хозяйство. – 2008. – № 9. – С. 100–102.
8. Бортников, А.Е. Эксплуатация установок электроцентробежных насосов в обводненных скважинах / А.Е. Бортников, М.Д. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 61–68.
9. Газизов, В.З. Оценка влияния степени дисперсности на изменение реологических характеристик нефтяной эмульсии / В.З. Газизов // Материалы IX Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники» (Уфа, 16–18 ноября 2016 г.). – Уфа: Нефтегазовое дело, 2016. – Т. 1. – С. 90–92.

10. Афанасьев, Е.С. Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07 / Е.С. Афанасьев. – Астрахань: Астраханский гос. технический ун-т, 2013. – 25 с.

11. Борисевич, Ю.П. Подготовка нефти на промыслах / Ю.П. Борисевич, Е.В. Алёкина, Г.З. Краснова. – Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019. – 145 с.

12. Основные причины повышения устойчивости нефтяных эмульсий в процессах добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта / А.И. Ширеев, В.П. Тронов, И.Х. Исмагилов, Р.З. Сахабутдинов // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: сборник научных трудов ТатНИПИнефти. – Бугульма, 2000. – С. 234–238.

13. Тронов, В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1974. – 271 с.

14. Формирование структуры водонефтяных эмульсий / А.И. Леонтьева, Н.Н. Балабаева, К.В. Брянкин, Аль Фадхли Кхазал, Аль Рубай Раафат // Вестник ТГТУ. – 2017. – Т. 23, № 4. – С. 635–640.

15. Вяткин, К.А. Анализ зонального распространения высоковязких нефтей и изучение реологических свойств водонефтяных эмульсий Пермского края / К.А. Вяткин, А.А. Кочнев, А.В. Лекомцев // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 2(55). – С. 89–93.

16. Гумеров, К.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования вязких водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук / К.О. Гумеров. – СПб., 2015. – 136 с.

17. Лекомцев, А.В. Исследование технологии ультразвукового воздействия для разрушения стойких водонефтяных эмульсий в условиях инверсии фаз / А.В. Лекомцев, И.Б. Степаненко, К.А. Дерендяев, А.С. Бурцев, Д.Б. Жигарев, М.А. Силчев, К.В. Корнилов, М.И. Борисов, В.С. Баканеев // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2021. – № 1. – С. 3–6.

18. Mahon, A.J. Interfacial aspects of water-in-crude oil emulsion stability / A.J. Mahon // Emulsions – A Fundamental and Practical Approach. – Dordrecht–Boston–London: Kluwer Academic Publishers, 1992. – P. 135–156.

19. Shashank, G. Gaikwad Aniruddha B. Pandit. Ultrasound emulsification: Effect of ultrasonic and physicochemical properties on dispersed phase volume and droplet size / G. Shashank // *Ultrasonics Sonochemistry*. – 2008. – Vol. 15. – P. 554–563.

20. Небогина, Н.А. Влияние состава нефти и степени ее обводненности на структурно-механические свойства эмульсий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Н.А. Небогина. – Томск, 2009.

21. Фот, К.С. Факторы, влияющие на смещение точки инверсии фаз и вязкость водонефтяных эмульсий в нефтепромысловых системах / К.С. Фот, Н.О. Вахрушева, С.П. Чиркова, А.В. Купоросова, С.Г. Мухаметдинова // *Нефтяное хозяйство*. – 2021. – № 10. – С. 116–121.

22. High viscosity-reducing performance oil-soluble viscosity reduction agents containing acrylic acid ester as monomer for heavy oil with high asphaltene content / Zh. Lijun, W. Yongjie, W. Shoulong, H. Tian, J. Xiaohui, L. Aifen, X. Daohong // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 107. – P. 2411–2502.

23. Соколов, М. Г. Проблемы транспортировки высоковязкой и парафинистой нефтяной эмульсии / М. Г. Соколов // *Молодой ученый*. – 2017. – № 2(136). – С. 197-200.

24. Hong-Quan, Z h. Review of High Viscosity Oil Multiphase Pipe Flow / Zh. Hong-Quan, C. Sarica, Ed. Pereyra // *Energy Fuels*. – 2012. – Vol. 26. – P. 3979–3985. DOI: 10.1021/ef300179s

25. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods / R.G. Santos, W. Loh, A.C. Bannwart, O.V. Trevisan // *Braz. J. Chem. Eng.* – 2014. – Vol. 31(3). – P. 571–590.

26. Лурье, М. А. Металлоносность нефтей, генетический аспект / М. А. Лурье // *Отечественная геология*. – 2017. – № 6. – С. 109-114.

27. De emulsification performance and mechanism of β -CD reverse demulsifier for amphiphilic polymer oil in water (O/W) emulsion / M. Zhang, W. Kang, H. Yang, B. Zhou, Z. Li, Y. He, G.Y. Korobov, A.V. Lekomtsev // *Journal of molecular liquids*. – 2021. – Vol. 342.

28. Implementation of water treatment processes to optimize the water saving in chemically enhanced oil recovery and hydraulic fracturing methods / M. Zhang,

X. Long, X. Tang, A.V. Lekomtsev, G.Y. Korobov // Energy Reports. – 2021. – Vol. 7(3). – P. 1720–1727.

29. Квинт, Д.И. Анализ современных технологий добычи нефти в условиях высоких значений газового фактора, неоднородности и обводнённости на месторождениях Западной Сибири: бакалаврская работа по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / Д.И. Квинт. – Томск: Томский политехнический университет, 2019. – 80 с.

30. Баженов, Е. А. Влияние свободного газа на характеристики электроцентробежного насоса / Е. А. Баженов // Молодой ученый. — 2023. — № 8 (455). — С. 34-36.

31. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д.Г. Антониади, Н.А. Шостак, О.В. Савенок, Д.М. Пономарёв // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – № 9. – С. 32–37.

32. Бабайцева, Е.В. Систематизация известных способов борьбы с парафиноотложениями / Е.В. Бабайцева, А.З. Саушин // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 3. – С. 33–36.

33. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 268–284.

34. Сарачева, Д. А. О повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором / Д. А. Сарачева, Р. И. Вахитова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2(100). – С. 91-98.

35. Ламбин, Д.Н. Технологии насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей / Д.Н. Ламбин // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 12. – С. 78–83.

36. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации / Ш.Р. Агеев, А.В. Берман, А.М. Джалаев, А.Н. Дроздов, А.Г. Кан, В.Н. Маслов, М.Л. Осипов, М.О. Перельман, Ф.Ф. Хафизов // Society of

Petroleum Engineers – Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop held in Houston. – Texas, 2005. – P. 1–10.

37. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования / С.Б. Колесова, А.М. Насыров, М.Б. Полозов // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 6 (66). – С. 48–50.

38. Подяпольский, А.И. Совершенствование технологии предупреждения осложнений при добыче высоковязкой нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук 25.00.17 / А.И. Подяпольский. – Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов (ГУП «ИПТЭР»), 2007. – 24 с.

39. Павлов, Д.А. Особенности гидродинамики насосов для добычи высоковязких нефтей / Д.А. Павлов, С.Н. Пещеренко // Вычислительная механика сплошных сред. – 2019. – Т. 12, № 2. – С. 175–184.

40. Насыров, В.А. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти / В.А. Насыров, Ю.В. Шляпников, А.М. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 2. – С. 14–17.

41. Халилова, Г.А. Методы борьбы с нефтяными эмульсиями при добыче нефти / Г.А. Халилова, Н.Р. Яркеева / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 5. – С. 28–32.

42. Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения / Ю.В. Манакова, В.Г. Рябов, Е.В. Ибраева, Л.В. Закшевская, Т.А. Сюр // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 164–173.

43. Подбор реагентов-деэмульгаторов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саттарова., Р.Р. Фазулзянов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 10. – С. 165–168.

44. Швецкова, Л.В. Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины с высоковязкой нефтью: дис. ... канд. техн. наук 05.09.03 / Л.В. Швецкова. – Альметьевск: Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». – Самара, 2016. – 153 с.

45. Ахметжан, С. З. Преимущество применения винтовых насосов / С. З. Ахметжан, А. С. Купешова, Ж. Т. Бейшмбетов // Международный электронный журнал. Устойчивое развитие: наука и практика. – 2018. – № 2(21). – С. 30-35.

46. Тагирова, К.Ф. Повышение эффективности добычи нефти на основе координации управления технологическими процессами и объектами / К.Ф. Тагирова // Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами. – 2008. – Т. 10, № 2. – С. 48–52.

47. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 386–400.

48. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy / S. Nt lhabane, M. Becker, E. Charikinya, M. Voigt, R. Schouwstra, D. Bradshaw // Minerals Engineering. – 2018. – Vol. 116. – P. 123–131.

49. Bandilla, Karl W. Applicability of vertically integrated models for carbon storage modeling in structured heterogeneous domains / Karl W. Bandilla, Bo Guo, Michael A. Celia // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 3312–3321.

50. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва, О.С. Верниковская, А.Р. Ильясов, В.И. Вирт // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 46–49.

51. Using Innovative Surface Mounted Technology to Boost Production from Low Pressure Oil Wells and Revive Dead Wells Without any Well Intervention / Syed M Peeran, Najam Beg, Rayid Anazi, Shaleh Ajmi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 7–10 November. – Abu Dhabi, UAE, 2016.

52. Peeran, Syed M. A cost-effective way to boost production from tight oil and gas fields using surface jet pump systems / Syed M Peeran, Rayid Anazi, Shaleh Ajmi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 7–10 November. – Abu Dhabi, UAE, 2016.

53. Применение блочно-компрессорных установок для откачки газа из затрубного пространства скважин с целью оптимизации работы ГНО и увеличения

КИН / С.И. Стрункин, Ю.Г. Степанов, И.В. Петров, А.Е. Шнуров // Инженерная практика. – 2015. – № 12.

54. Эффективность удаления газа из скважины / А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин // Георесурсы – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 359–364.

55. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин / А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин // Разработка месторождений на поздней стадии – 2017. – № 12. – С. 38–45.

56. Пат. 2517287 Российская Федерация. МПК Е 21 В 43/12, F 04 F 5/00. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа / Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Абрамова Э.В. (РФ). № 2012149306/03; заявл. 19.11.2012; опубл. 27.05.2014.

57. Вахитова, Р.И. Внутрискважинный перепуск затрубного газа в НКТ / Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 6. – С. 29–30.

58. Сарачева, Д.А. Автоматический перепуск затрубного газа в скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, В.А. Молчанова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: матер. междунар. научн.-техн. конф. – Октябрьский: филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2015. – С. 227–232.

59. Степаненко, И. Б. Разработка технологии повышения производительности высоко- и низкопродуктивных скважин путем откачки газа из затрубного пространства с применением поверхностного струйного насоса / И. Б. Степаненко, В. С. Баканеев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 398-406.

60. Разработка трехструйного эжектора для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / Лекомцев А.В., Силичев М.А., Корнилов К.В., Баканеев В.С. // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сборник

материалов V Международной научно-практической конференции., г. Альметьевск, 12 нояб. 2020 г./ М-во образования и науки Респ. Татарстан, Альмет. гос. нефт. ин-т. – Альметьевск: АГНИ учеб. типогр., 2020. – Т. 1. – С. 354-360.

61. Вербицкий, В.С. Новые возможности насосно-эжекторных систем в добыче нефти, сборе и транспортировке нефтяного газа / В.С. Вербицкий, Я.Л. Алексеев, Л.В. Игrevский [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 6 (173). – С. 64-67.

62. Дроздов, А.Н. Влияние температуры рабочей жидкости на добычу высоковязкой нефти гидроструйными насосными установками / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, Н.И. Шинков [и др.] // Нефтяное Хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 87-91.

63. Дроздов, А.Н. Перспективы применения погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти / А.Н. Дроздов // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 5. – С. 14-17.

64. Битюцких С.Ю. Исследование и расчет гидроструйного насоса-смесителя: дис. ... канд. техн. наук. 05.04.13 / С.Ю. Битюцких. – Челябинск, 2018. – 161 с.

65. Numerical Visualizations of Mixing Enhancement in a 2D Supersonic Ejector / Dandani, M., Lepiller, V., Ghezal, A., Desevaux, P. // FDMP-Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2018. – Vol. 14 (1) – Pg. 23-37.

66. Visualization of flow instabilities in supersonic ejectors using Large Eddy Simulation / Bouhanguel, A.; Desevaux, P.; Gavignet, E. // Journal of Visual Communication and Image Representation. – 2015. – Vol. 18 – Pg. 17-19.

67. Исследование и расчет гидродинамики в струйном насосе / С.Ю. Битюцких, Е.К. Спиридонов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Машиностроение – 2016. – № 1 (16). – С. 5–15.

68. Моделирование характеристик струйного насоса / К.Р. Уразаков, И.А. Мухин Р.И. Вахитова // Электротехнические и информационные комплексы и системы – 2015. – № 4 (11). – С. 41–50.

69. Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем в нефтегазовой отрасли / М.Н. Шурыгин, А.А. Лавриненко, А.С. Пономарев, А.С. Поздняков, А.Р. Салихова, А.А. Линьков // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 80–87.

70. Дроздов, А.Н. Опыт применения и перспективы развития погружных насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов. // Территория нефтегаз. – 2012. – № 2. – С. 86–88.

71. Яремийчук, Р.С. Вскрытие продуктивных пластов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. – Львов: Вища школа, 1982. – 143 с.

72. В.П. Марьенко Применение струйных насосов для подъема жидкости из скважин / В.П. Марьенко, И.Т. Мищенко, С.Д. Миронов, Ю.А. Цепляев. – М.: Обзор информ. ВНИИОЭНГ, 1986. – 56 с.

73. Конструктивные особенности и условия эффективного применения извлекаемого скважинного струйного насоса / Р. В. Роганов, Г. М. Квачантирадзе, В. Д. Балашова [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № S1(43). – С. 47-50.

74. Мышов, А. Н. Струйные насосы для добычи нефти / А. Н. Мышов // Вестник науки. – 2023. – Т. 2, № 2(59). – С. 270-273.

75. Гумерский, Х.Х. Особенности эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: дис. канд. техн. наук / Х.Х. Гумерский. – М., 1997. – 149 с.

76. Пат. 169597 Российская Федерация. МПК, F04F 5/16(2006.01). Струйный аппарат / Мазилевский И.И., Аполлова А.В.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный морской технический университет». – № 169597; заявл. 12.05.2016; опубл. 24.03.2017.

77. Пат. 143832 Российская Федерация. МПК, F04F 5/00(2006.01). Струйный насос / Сазонов Ю.А., Туманян Х.А.; патентообладатель Сазонов Юрий Апполоньевич. – № 2014109082/06; заявл. 11.03.2014; опубл. 10.08.2014.

78. Пат. 120162 Российская Федерация. МПК, F04F 5/14(2006.01). Струйный насос / Сазонов Ю.А., Казакова Е.С.; патентообладатель Сазонов Юрий Апполоньевич. – № 2012100627/06; заявл. 12.01.2012; опубл. 10.09.2012.

79. Пат. 55027 Российская Федерация. МПК, E21B 43/32(2006.01). Струйный аппарат / Рахматуллин А.А., Хисаметдинов М.Р., Ризванов Р.З., Петров Н.М., Ганеева З.М., Кубарева Н.Н., Абросимова Н.Н., Яхина О.А.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2006103633/22; заявл. 07.02.2006; опубл. 27.07.2006.

80. Пат. 55440 Российская Федерация. МПК, F04F 5/02(2006.01). Струйный насос / Тупалов Н.И.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение гидравлических машин» (ОАО «НПО «ГИДРОМАШ»»). – № 2004113385/06; заявл. 30.04.2004; опубл. 10.08.2006.

81. Пат. 2161273 Российская Федерация, МПК, F04F 5/46(2006.01). Струйный насос / Бредихин И.В. Грига Д.А. Еременко И.В.; патентообладатель Волгоградский государственный технический университет. – № 99109857/06; заявл. 12.05.1999; опубл. 27.12.2000.

82. Пат. 2246642 Российская Федерация, МПК, F04F 5/46(2006.01). Струйный насос / Александрова В.О., Бредихин И.В., Грига А.Д., Кулько А.П., Худяков К.В.; патентообладатель Волгоградский государственный технический университет (ВолГТУ). – № 2003108552/06; заявл. 27.03.2003; опубл. 20.02.2005.

83. Пат. 2180410 Российская Федерация, МПК, F04F 5/46(2006.01). Струйный насос / Бредихин И.В., Грига А.Д., Еременко И.В., Раменский П.П.; патентообладатель Волгоградский государственный технический университет (ВолГТУ). – № 2000109418/06; заявл. 14.04.2000; опубл. 10.03.2002.

84. Пат. 193355 Российская Федерация. МПК, A01C 23/04 (2006.01). Струйный четырехкомпонентный насос-смеситель / Рудаков В.А., Дегтярева К.А., Уржумова Ю.С., Тарасьянц С.А.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Донской государственный аграрный университет» (ФГБОУ ВО ДОНСКОЙ ГАУ). – № 2019111839; заявл. 18.04.2019; опубл. 25.10.2019.

85. Пат. 153384 Российская Федерация. МПК, A01C 23/04(2006.01). Струйный трехкомпонентный насос-смеситель / Вакуленко Ю.С., Дегтярева К.А., Тара-

сьянц С.А.; патентообладатель Новочеркасский инженерно-мелиоративный институт имени А.К. Кортунова; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Донской государственный аграрный университет» (НИМИ ДГАУ). – № 2014150736/13; заявл. 15.12.2014; опубл. 20.07.2015.

86. Пат. 182462 Российская Федерация. МПК, E21B 43/12 (2006.01). E21B 33/03 (2006.01). Устройство для снижения давления газа в затрубном пространстве скважин, содержащее струйный насос / Малыхин И.А.; патентообладатель Малыхин Игорь Александрович. – № 2018110958; заявл. 27.03.2018; опубл. 20.08.2018.

87. Пат. 2698785 Российская Федерация. Способ снижения затрубного давления механизированных скважин и устройство для его осуществления МПК, E21B E21B 43/12(2006.01) F04F 5/54(2006.01) // Вербитский В.С., Пономарев А.И., Гаранин А.А., Сидтииков Р.Ф., Федоров А.Э., Ибатулин А.А., Горидько К.А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «РН-Пурнефтегаз». – № 2018117618; заявл. 11.05.2018; опубл. 29.08.2019.

88. Пат. 1717111 Российская Федерация. Устройство отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающих скважин. МПК, F16L 41/06(2006.01) // Галкин А.И., Баканеев В.С., Новиков С.А., Баданов В.Л.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью (ООО) «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – № 2017103262; заявл. 31.01.2017; опубл. 13.06.2017.

89. Пат. 2256779 Российская Федерация. Устройство для сброса нефтяного газа из затрубного пространства. МПК, E21B 43/00(2006.01) / Гарнаев И.И., Фадеев О.В.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003132485/03; заявл. 05.11.2003; опубл. 20.07.2005.

90. Пат. 2705654 Российская Федерация. Способ снижения давления попутного нефтяного газа в затрубном пространстве добывающих нефтяных скважин. МПК, E21B 43/12(2006.01) / Малыхин И.А., Тарасов Д.О., Сизов Л.А., Вегера Н.П.; патентообладатель Малыхин Игорь Александрович. - № 2019106381; заявл. 06.03.2019; опубл. 11.11.2019.

91. Пат. 184051 Российская Федерация. Устройство для откачки газа из затрубного пространства скважины. МПК, E21B 43/12(2006.01), E21B 33/03(2006.01) / Малыхин И.А., Тарасов Д.О., Сизов Л.А., Вегера Н.П.; патентообладатель Малыхин Игорь Александрович. - № 2018120569; заявл. 04.06.2018; опубл. 12.10.2018.

92. Разработка технологии повышения производительности высоко- и низкопродуктивных скважин путем откачки газа из затрубного пространства с применением поверхностного струйного насоса / Степаненко И.Б., Баканеев В.С. // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых, 2020. – Т. 2. – С. 398-406.

93. Технология повышения добычи нефти на основе эжекции энергии системы поддержания пластового давления / В.С. Баканеев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – №10(370). – С. 34-45.

94. Интегрированная технология повышения нефтедобычи, основанная на эжекции энергии заводнения / Лекомцев А.В., Степаненко И.Б., Максимов П.Б., Рожкова Ю.А., Деньгаев А.В., Кан Ванли, Баканеев В.С. // Гидродинамика и обработка материалов. – 2022. – Т. 19. – С. 285-301.

95. Обоснование комплексной технологии интенсификации добычи на основе эжекции энергии системы поддержания пластового давления / Бурцев А.С., Борисов М.И., Баканеев В.С. // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета. г. Томск, 5-9 апр. 2021 г. / М-во образования и науки Рос. Федерации, Нац. исслед. Томск. политехн. ун-т - Томск: Изд-во ТПУ, 2021. – Т. 2. – С. 48-50.

96. Пат. 2703359 Российская Федерация, МПК 7/48, 7/06. Инженерный симулятор процесса добычи и транспортировки продукции скважин: № 2018144327; заявл. 13.12.2018; опубл. 16.10.2019 / Хабибуллин А.Р., Лесной А.Н., Третьяков О.В., Мазеин И.И., Усенков А.В., Меркушев С.В., Алтунин Н.А., Козлов А.А., Илюшин П.Ю., Плотников В.А., Рахимзянов Р.М., Старцев Н.К. – 43 с.

97. Колосницын, С. А. Программное обеспечение «Инженерный симулятор технологических процессов» для динамического моделирования процессов нефтедобычи / С. А. Колосницын // 76-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ -2022» : тезисы докладов 76-ой Международной молодежной научной конференции, Москва, 25–29 апреля 2022 года. Том 2. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 208-209.

98. ANSYS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ansys.com>

99. Анализ нефти и нефтепродуктов: Методические указания к курсу "Химическая технология" / А.А. Собанов, Л.М. Бурнаева, И.В. Галкина, Е.В. Тудрий. - Казань: Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2011. - 56 с.

100. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.

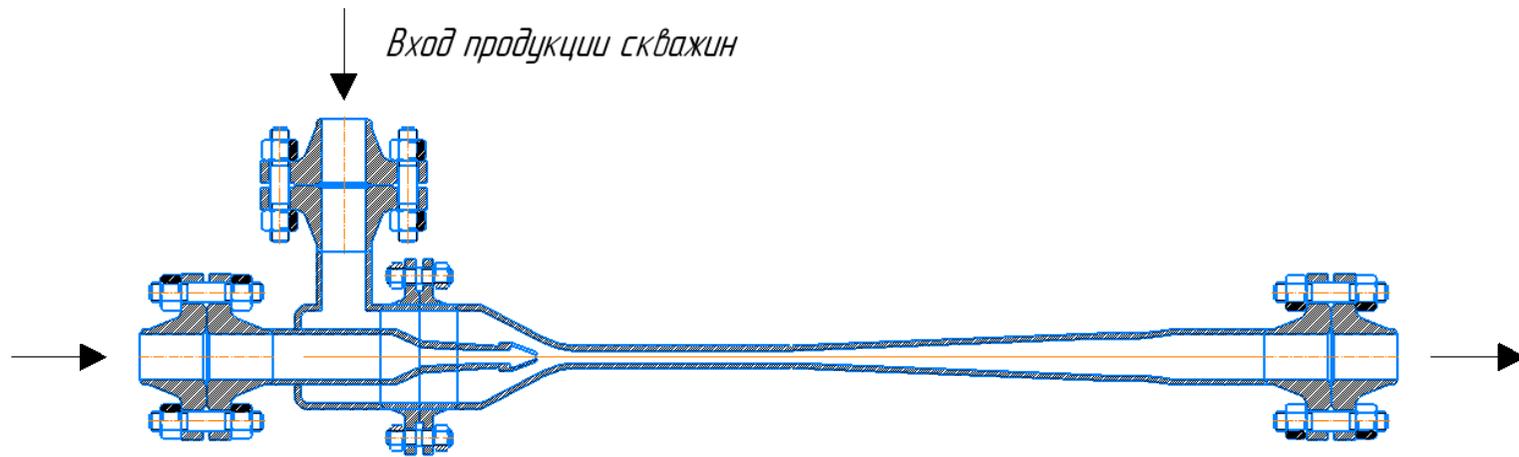
101. Дунюшкин, И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.

102. Зимон, А.Д. Коллоидная химия. – М.: Агар, 2007. – 344 с

Основные технологические характеристики ЭС-СН-1

Внутренний диаметр насоса, мм	135
Рабочая среда	вода, углеводороды
Длина насоса, мм	1320
Рабочее давление, МПа	от 5 до 20
Давление на входе пассивной фазы, МПа	от 2 до 5
Давление на выходе из струйного насоса, МПа	от 2 до 5
Способ соединения центральной части	фланцевое соединение
Шифр применяемого фланца	2-100-1 06ХН28МДТ ГОСТ 12821-80
Диаметр расположения отверстий, мм	170
Количество отверстий, шт	4
Способ крепления фланцев	шпилька и гайка
Шифр применяемой шпильки	АМ16х1,5-6g x 70.32.1 ГОСТ 9066-75
Шифр применяемой гайки	М16.25Х1МФ ГОСТ 10495-80
Способ подключения внешних трубопроводов	фланцевое соединение
Шифр применяемого фланца	6-50-63 06ХН28МДТ ГОСТ 12821-80
Диаметр расположения отверстий, мм	135
Количество отверстий, шт	4
Шифр применяемой шпильки	1-М20х120-1 ГОСТ 28919-91
Шифр применяемой гайки	Гайка М22-1 ГОСТ 28919-91
Способ крепления фланцев	сварка
Срок службы оборудования, не менее лет	10

Схема и чертеж струйного насоса приведены на Рисунке.

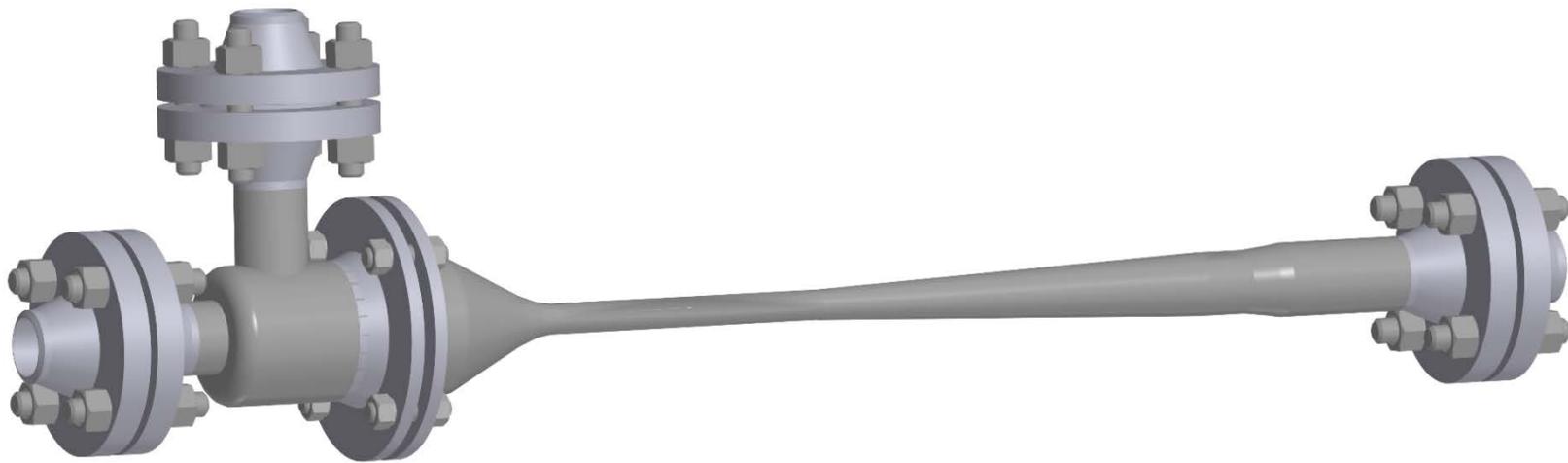


Вход жидкости из системы ППД

Вход продукции скважин

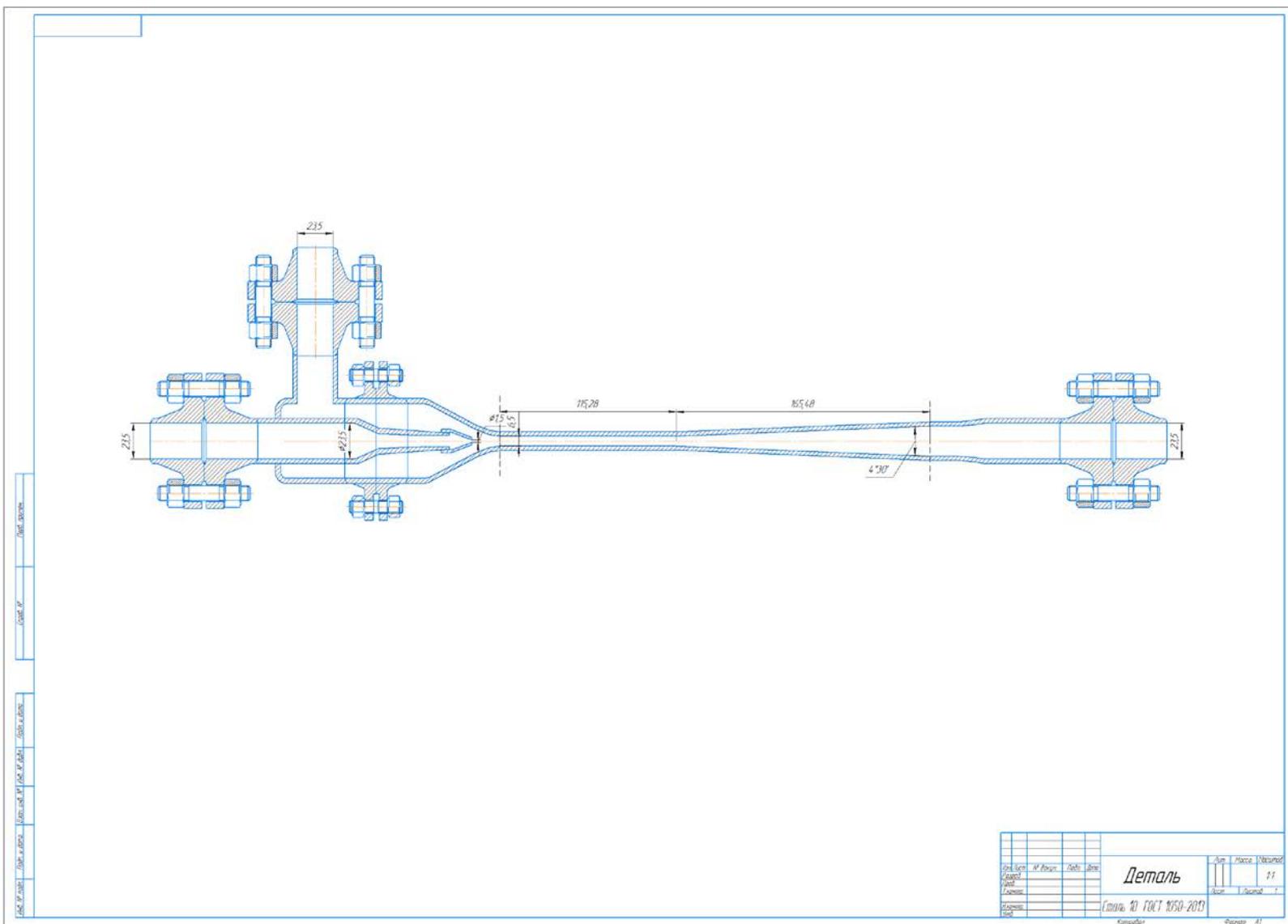
Выход смеси воды и продукции скважин

а



б

Рисунок – Схема струйного насоса: *а* – принципиальная схема работы; *б* – модель насоса



6

Рисунок – Схема струйного насоса: в – схема струйного насоса с размерами (продолжение)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СОГЛАСОВАНО:
 Директор
 НОЦ ГиРНГМ ГНФ ПНИПУ
 _____ П.Ю. Илюшин
 « _____ » _____ 2023 г.

УТВЕРЖДАЮ:
 Первый Заместитель Генерального директора -
 Главный инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
 _____ Р.П. Пивовар
 « 17 » _____ 2023 г.

АКТ

**О завершении опытно-промышленных испытаний
 эжекционно рекуперативной системы (ЭРС-СН-1)
 производства НОЦ «ГиРНГМ» в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

г. Пермь

«28» декабря 2022 г.

Комиссия в составе:

А.Б. Петров	Заместитель начальника УТДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Д.П. Жигалов	Начальник УМЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
А.Н. Шаниязов	Начальник ОППД ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
И.А. Курочкин	Заместитель начальника ЦДНГ №1 (по добыче)
А.В. Козлов	Инженер НОЦ ГиРНГМ

составила настоящий акт о том, что «14» декабря 2022 г. на основании программы ОПИ технологии интенсификации добычи нефти на выходном коллекторе АГЗУ-0111 Павловского месторождения ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» была запущена в работу, в рамках проведения опытно-промышленных испытаний, эжекционно рекуперативная система (ЭРС-СН-1) (далее Подконтрольное оборудование) производства НОЦ ГиРНГМ в количестве 1 комплекта.

Цель испытаний:

- Снижение давления на добывающих скважинах;
- Проверка в промышленных условиях работоспособности и надежности «ЭРС-СН-1»;
- Оценка эффективности применения подконтрольного оборудования.

Критерии положительных результатов:

- Снижение линейного давления на добывающих скважинах;
- Подтверждение работоспособности подконтрольного оборудования на АГЗУ;
- Надежность и удобство монтажа и эксплуатации оборудования за время проведения ОПИ;
- Отсутствие отказов в срок проведения ОПИ.

Рисунок 2 – Акт о завершении ОПИ в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Приложение к приказу
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
от «26» 06 2023 г. № 0-394/23

РЕГЛАМЕНТ

по подбору и эксплуатации насосно-эжекторных
систем – струйного аппарата (ЭРС) на объектах
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

г. Пермь
2023

ОР/ 26/06/2023

СВЕДЕНИЯ О ДОКУМЕНТЕ

1. РАЗРАБОТАН Управлением технологии добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

2. УТВЕРЖДЕН приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 26. июня. 2023 №
а- 397-1/23

Настоящий регламент не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован в качестве официального издания без разрешения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения-----	4
2. Порядок проведения подбора объекта для внедрения насосно-эжекторных систем – струйного аппарата (ЭРС)-----	5
3. Критерии применимости технологии насосно-эжекторных систем – струйного аппарата (ЭРС) -	6
4. Эксплуатация насосно-эжекторных систем - струйного аппарата (ЭРС) -----	6
5. Техника безопасности при ТОиТР наземного оборудования-----	7
6. Порядок ведения документации -----	14
Приложение № 1 -----	15
Приложение № 2 -----	16

1. Общие положения

Одним из методов оптимизации добычи нефти, не требующим значительных капитальных вложений, является снижение давления в затрубном пространстве добывающих скважин. Одним из вариантов снижения затрубного давления, повышения надежности и стабильности применяемого оборудования является внедрение насосно-эжекторных систем, где в качестве основного применяемого устройства является струйный аппарат (насос).

Принцип работы струйного аппарата следующий: активный поток поступает в струйный аппарат через сопло, засасывая за собой пассивный поток из приемной камеры. Данный процесс происходит за счет сдвиговых сил в потоке, при этом происходит понижение давления в приемной камере, что обеспечивает приток в нее пассивной среды. После прохождения приемной камеры поток направляется в камеру смешения, где происходит обмен количеством движения между активным и пассивным потоками в процессе их смешения и, как следствие, передача части энергии от активного потока пассивному. Далее после прохождения диффузора и повышения уровня потенциальной энергии в нем (переход кинетической энергии в потенциальную) транспортируется далее по трубопроводу.

Как известно, системы ППД хранят в себе высокий энергетический потенциал, который создается за счет нагнетания высокого давления в системы трубопроводов. В связи с этим актуально использовать энергетический потенциал системы ППД с целью повышения эффективности добычи нефти и газа. Использование энергии системы ППД предполагается применять в совокупности со струйным аппаратом, где в качестве активной среды будет выступать агент с системы ППД, а в качестве пассивной – водонефтяная эмульсия с выкидной линии после автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ).

На рисунке 1 представлена принципиальная схема комплексной технологии повышения эффективности добычи нефти основе рекуперации энергии системы ППД.

Комплексная технология реализуется следующим образом: на кустовую площадку устанавливается эжекционно-рекуперативная система (ЭРС), где активной средой выступает агент из системы поддержания пластового давления, а пассивной – водонефтяная эмульсия с выкидной линии после автоматизированной групповой замерной установки. Описанная технология позволяет снизить линейные давления добывающих скважин, что создает условия для их снижения затрубного и буферного давления и увеличения глубины погружения глубинно-насосного оборудования под динамический уровень. Погружение ГНО под динамический уровень увеличивает надежность работы погружного оборудования, снижает количество его отказов и способствует увеличению отбора жидкости из скважины.

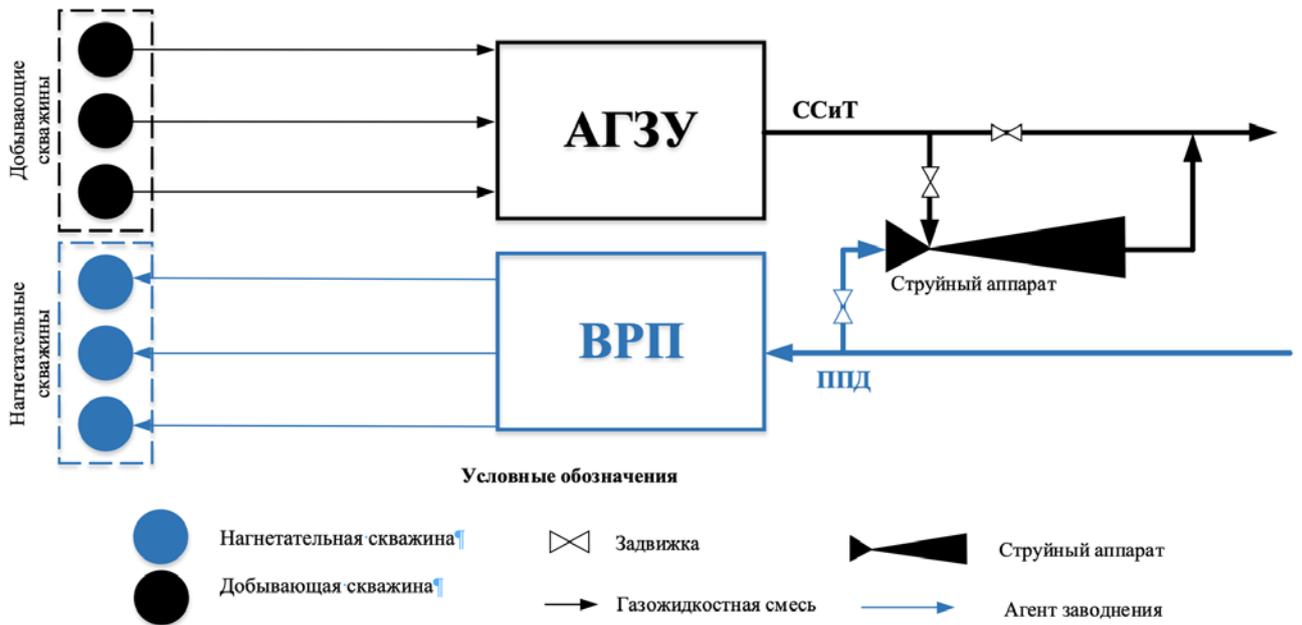


Рисунок 1 – Принципиальная схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления

На рисунке 2 представлена типовая конструкция струйного аппарата, применяемого в комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе рекуперации энергии системы ППД:

- расчетный диаметр сопла – 2,5–4 мм;
- расчетный внутренний диаметр камеры смешения – 12 мм.

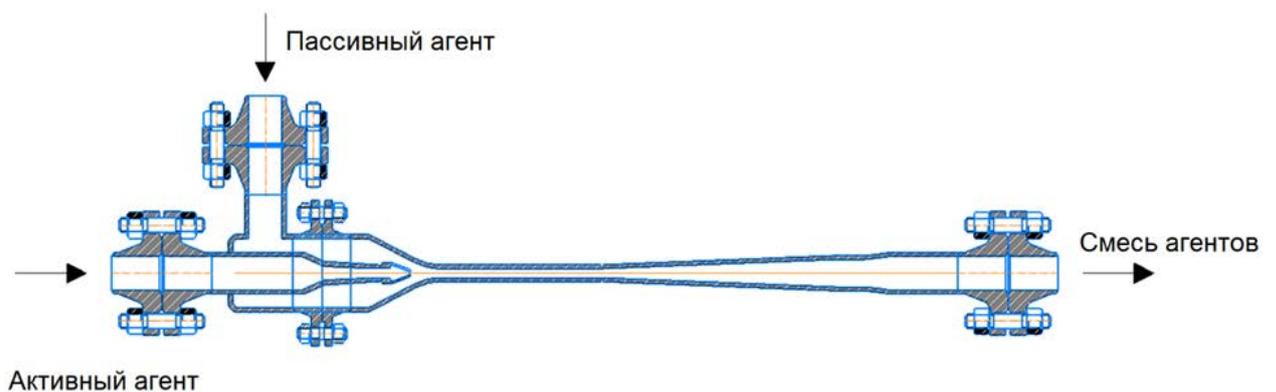


Рисунок 2 – Конструкция струйного аппарата

2. Порядок проведения подбора объекта для внедрения насосно-эжекторных систем – струйного аппарата (ЭРС)

Рациональное внедрение разработанной технологии повышения эффективности добычи нефти требует тщательного подбора объекта, на котором будет опробована данная разработка, в связи с чем проведено ранжирование применимости технологии на объектах нефтедобычи и транспорта:

1. Применение комплексной технологии на АГЗУ является наиболее перспективным ввиду наличия значительного дебита по трубопроводу и возможности влияния на ряд нефтедобывающих скважин с целью увеличения экономической эффективности.

2. Применение комплексной технологии на отдельной скважине теоретически возможно, однако для этого целевой объект должен обладать значительным дебитом и продуктивностью.

3. Применение комплексной технологии на ДНС не окажет влияния на систему сбора ввиду схожести результата работы ДНС и струйного насоса. Установка струйного насоса как до, так и после ДНС несостоятельна ввиду отсутствия технологического эффекта.

С целью подбора объекта для внедрения комплексной технологии необходимо провести анализ фонда добывающих скважин для определения доли, осложненной образованием высоковязких эмульсий, а также интенсивной коррозионной активностью, негативно влияющей на нефтепромысловое оборудование (доля фонда добывающих скважин с приведёнными видами осложнений не будет рассматриваться к внедрению комплексной технологии). Приведенные виды осложнений выбраны ввиду возможности их прогрессирования при применении технологии интенсификации добычи нефти путем рекуперации энергии системы ППД.

Затем для определения зоны выбора перспективного объекта для внедрения комплексной технологии необходимо определить ДНС с наибольшим средним линейным давлением.

Далее необходимо выбрать АГЗУ для внедрения предлагаемой технологии, согласно утвержденным критериям (глава 4).

3. Критерии применимости технологии насосно-эжекторных систем – струйного аппарата (ЭРС)

Ввиду наиболее перспективного использования комплексной технологии на АГЗУ сформированы следующие критерии ее применимости:

1. Расположение кустовой площадки вблизи установки предварительного сброса воды (УПСВ) или установки предварительной подготовки нефти (УППН) с целью недопущения дополнительной перекачки жидкости через дожимные насосные станции.

2. Присутствие давления в системе ППД более 8 МПа.

3. Система ППД должна быть реализована на основе закачки подтоварной или пресной воды.

4. Потенциал по пропускной способности внутривнепромыслового трубопровода должен быть не менее 40 % от существующего объема.

5. Обводненность продукции АГЗУ менее 55 % или от 75 до 95 %. Данный диапазон обводненности выбран с целью смещения точки инверсии фаз, для снижения вязкости транспортируемой жидкости и увеличения кинетики расслоения системы;

6. Необходимо наличие на кусте не менее трех нефтедобывающих скважин для рассмотрения эффекта от применения технологии на различных скважинах. Количество скважин определено исходя из минимально необходимого числа замеров эффективности, необходимых для оценки применения технологии;

7. Необходимо наличие на кусте добывающих скважин эксплуатируемых двумя различными типами установок (УШГН/УЭЦН/УЭВН и т.д.). Данный критерий необходим для оценки влияния технологии на различные виды ГНО.

8. Для максимизации эффективности функционирования технологии ЭРС необходимо, чтобы ее работа осуществлялась при закрытых перепускных клапанах в течение периода накопления попутного нефтяного газа. Для этого необходима настройка перепускных клапанов на значительный перепад давления с целью реализации периодического режима работы ЭРС.

4. Эксплуатация насосно-эжекторных систем – струйного аппарата (ЭРС)

Комплексная технология (рисунок 3) содержит: 1 – добывающие скважины, 2 – АГЗУ, 3 – нефтесборный коллектор, 4 – байпасную линию, 5 – высоконапорный водовод системы ППД, 6 – электромагнитную дисковую задвижку с набором штуцеров, 7 – линию подвода активного агента, 8 – струйный насос, 9 – манометр, 10 – электромагнитную задвижку (аварийная), 11 – автоматический уровнемер, 12 – приемную камеру струйного насоса 8, 13 – камеру смешения струйного насоса 8.

Комплексная технология реализуется следующим образом: с группы добывающих скважин 1 по нефтесборному коллектору 3 скважинная продукция (пассивный агент) поступает через АГЗУ 2 на вход в струйный насос 8 (в приемную камеру 12), камера смешения 13 и выход которого соединены с нефтесборным коллектором 3 байпасной линией 4. От высоконапорного водовода системы ППД 5 по линии подвода активного агента 7, через дисковую штуцерную электромагнитную задвижку 6 вода (активный агент) также поступает в приемную камеру 12 струйного насоса 8 через сопло (не показано). При этом происходит снижение линейного давления в добывающих нефтяных скважинах 1 посредством создания разряжения.

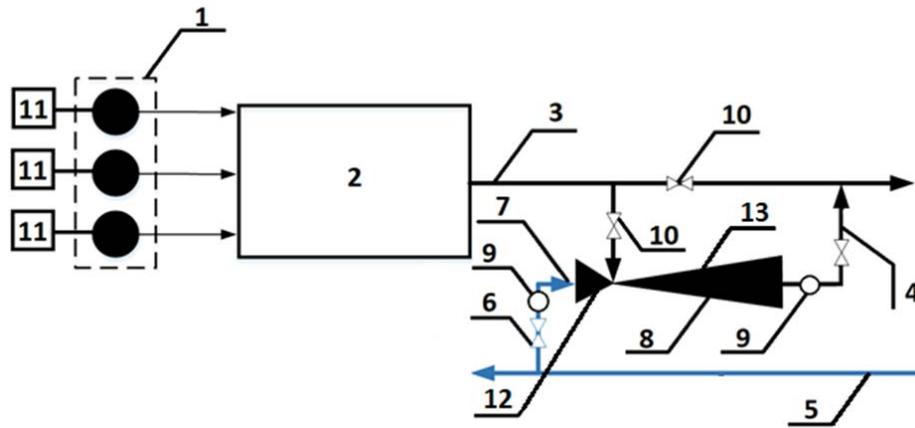


Рисунок 3 – Принципиальная схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления

Давление в линиях 7 и 4 контролируется манометрами 9. Линии 3 и 4 снабжены аварийными электромагнитными задвижками 10. Регулирование напора потока воды в процессе работы насоса осуществляют с помощью дисковой штуцерной задвижки 6 с набором штуцеров. Для контроля динамического уровня в добывающих скважинах 1 установлены автоматические уровнемеры 11.

Дисковая штуцерная электромагнитная задвижка 6, манометры 9, электромагнитные задвижки 10 и автоматические уровнемеры 11 осуществляют удаленный мониторинг и контроль их работы с пульта управления (не показан).

Последовательность монтажа ЭРС:

1. Необходимо остановить все технологические процессы на задействованных технологических объектах.
2. Необходимо произвести монтаж дополнительного трубопровода от системы ППД до струйного насоса и оснастить его запорной арматурой, штуцером и присоединительным фланцем.
3. Необходимо произвести монтаж трубопровода от АГЗУ до струйного насоса и оснастить его присоединительным фланцем и запорной арматурой.
4. Необходимо произвести монтаж трубопровода из струйного насоса в ССiT месторождения.
5. Необходимо открыть запорную арматуру на выходе из струйного насоса и на входе воды.
6. Необходимо произвести опрессовку оборудования на 15 МПа.
7. Необходимо открыть запорную арматуру на входе нефти.

5. Техника безопасности при ТОиТР наземного оборудования

Вопросам безопасного ведения технологического процесса необходимо уделять большое внимание. Нефть и нефтепродукты характеризуются высокой взрыво- и пожароопасностью, пары, газы ядовиты.

Неправильное выполнение технологических операций может послужить причиной образования горючей и взрывоопасной среды, привести к авариям и несчастным случаям с травмированием или отравлением людей.

5.1. Характеристика опасностей производства

1. Наличие легковоспламеняющейся жидкости (нефти) и горючих (попутных нефтяных) газов.

2. Способность паров нефти и нефтяного газа образовывать вместе с воздухом взрывоопасные смеси.

3. Способность нефти и попутных газов действовать отравляюще на организм человека.

4. Наличие в попутном газе сероводорода.

5. Способность нефти и попутно добываемой пластовой воды оказывать коррозионное воздействие на оборудование (эжекционно-рекуперативную систему), арматуру и трубопроводы.

6. Высокое давление в нагнетательных трубопроводах (до 21 МПа).

Основные причины, которые могут привести к аварии на установке:

- эксплуатация неисправного оборудования;
- несвоевременная ревизия и ремонт оборудования, арматуры, трубопроводов и средств КИПиА;
- несоблюдение противопожарного режима на АГЗУ;
- отсутствие контроля и нетребовательность к выполнению действующих правил безопасности от работников сторонних организаций, производящих работы на оборудовании, АГЗУ, ВРП;
- некачественная подготовка трубопроводов, оборудования, АГЗУ, ВРП к ремонту.

Основные нарушения технологического режима, которые могут привести к авариям и несчастным случаям:

- неправильный подбор диаметра сопла оборудования;
- неправильный монтаж оборудования;

- неправильное включение трубопроводов в работу, вызвавшее гидравлический удар;
- работа без применения средств индивидуальной защиты;
- пропуски нефти, газа и попутно добываемой воды через неплотность фланцевых соединений;
- неправильная подготовка коммуникаций в зимний период, включение в схему работы замороженного трубопровода.

При эксплуатации оборудования имеются следующие опасные производственные факторы, проявление которых возможно при несоблюдении персоналом правил и норм промышленной безопасности:

- наличие нефти в технологической обвязке обуславливает риск загрязнения окружающей среды и возникновения пожара при разгерметизации трубопровода;
- наличие попутного газа в технологической обвязке обуславливает риск появления загазованности углеводородами нефти на территории, до концентрации выше предельно допустимой для здоровья персонала, а также возникновения взрывоопасной концентрации.
- не соблюдение норм технологического режима;
- превышение допустимых параметров.

В целях обеспечения минимального уровня влияния опасных производственных факторов при эксплуатации и достижения оптимальных условий труда для работников, необходимо планомерно реализовывать комплекс технических, технологических и организационных мероприятий по:

- замене и модернизации оборудования, предохранительных устройств, средств автоматизации и автоматизации;
- проведению текущего и капитального ремонта;
- пожарной, экологической безопасности и промышленной санитарии;
- контролю состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- организации и безопасному проведению огневых и газоопасных работ;
- контролю за выполнением регламентных работ, осмотру и гидравлическим испытаниям оборудования.

Проверка прочности и герметичности системы производится путем опрессовки ее гидравлическим методом. Давление испытания технологических трубопроводов на прочность должно составлять не менее $1,25 P_{\text{раб}}$, но не менее 0,2 МПа. Испытательное давление выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность) после чего его снижают до рабочего давления, при котором производится тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

5.2. Технические, технологические и организационные мероприятия, обеспечивающие минимальный уровень опасности производства

Решения, направленные на исключение разгерметизации и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ:

Технические решения:

- использование герметичного оборудования;
- вся запорная и предохранительная арматура должна соответствовать классу А герметичности затвора;
- сварное соединение труб, фланцевые соединения используются только для присоединения оборудования и арматуры;
- выбор оборудования, соответствующего технологическому режиму;
- оборудование, арматура и трубопроводы рассчитаны по прочности на максимально-возможное рабочее давление;
- фланцевые соединения на высоконапорных трубопроводах и высоконапорные трубопроводы закрыты защитными кожухами;
- обеспечен свободный доступ к оборудованию и арматуре для их обслуживания;
- ремонт оборудования проводится согласно графику ППР;
- разработаны и утверждены инструкции по безопасности и охране труда;
- все работы с повышенной опасностью проводятся по наряду-допуску;
- технологические трубопроводы, их отдельные элементы, оборудование запорными устройствами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию;
- при пуске в работу или остановке оборудования, участков трубопроводов предусмотрены меры по предотвращению образования в технологической системе пробок в результате замерзания жидкости.

Антикоррозионные меры:

- надземная прокладка технологических трубопроводов;
- антикоррозионное покрытие наружной поверхности трубопроводов и антикоррозионная защита оборудования;
- соответствующие припуски на коррозию толщины стенок трубопроводов;
- для защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии применение битумно-полимерного покрытия.

Решения, направленные на обеспечение взрыво- и пожаробезопасности:

- применение герметизированной системы сбора и транспорта нефти и газа;
- Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Взрывопожароопасные и токсичные свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы распространения пламени, % объемный		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
				Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Сырая нефть	Жидкость	3	-17	> 32	> 250	0,8	5,6	При длительном контакте вызывает кожные заболевания. Пары оказывают наркотическое воздействие	- / 10
2	Нефтяной газ (по метану)	Газ	4	187,8	537,8	-	5	15	Вызывает удушье	7000
3	Предельные углеводороды C ₁₋₁₀ (в пересчете на C)	Газ	4	-	-	-	-	-		900 / 300
4	Сероводород	Газ	2	-	-	248	4,3	46	Токсичен, поражает центральную нервную систему с параличом сердца и легких	10
5	Сероводород в смеси с углеводородами	Газ	2	-	-	-	4,3	45,5		3

5.3. Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей

5.3.1. Методы и средства контроля за содержанием взрывоопасных и токсичных веществ в воздухе рабочей зоны

На объектах, где установлена насосно-эжекторная система, проводится контроль за состоянием воздушной среды в установленные сроки, согласно план-графика контроля воздушной среды в газоопасных местах. Контроль воздушной среды проводят лица, обученные работе с переносными газовыми анализаторами марки «Комета-2, 4», «ЭРИС», «GasAlertMicroClip», способам отбора проб воздуха, имеющие соответствующие удостоверения, назначенные распоряжением по цеху ответственными за своевременность и точность проб воздуха согласно «Инструкции по контролю воздушной среды на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-510 от 26.07.2018г. (с изм. № а-33 от 28.01.19 и № а-378 от 30.05.19).

5.3.2. Периодичность и методы контроля за образованием в процессе эксплуатации производства взрывоопасных концентраций

Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны на объектах, где установлена насосно-эжекторная система, проводится обученным персоналом согласно плану-графику контроля воздушной среды на газоопасных объектах переносными газоанализаторами марки «Комета-4», «ЭРИС», «GasAlertMicroClip».

5.4. Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производства

5.4.1. Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях

В случае разлива нефти и нефтесодержащей жидкости на грунт, сбор разлитых нефтепродуктов осуществляется в накопительные емкости с последующей откачкой в автоцистерны и вывозом на сооружения подготовки нефти УППН. Нефтезагрязненный грунт собирается и передается в специализированную организацию на обезвреживание.

5.4.2. Индивидуальные и коллективные средства защиты работающих, тушения возможных загораний

ЭРС обслуживается операторами по добыче нефти и газа. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен сертифицированными средствами индивидуальной защиты (СИЗ) – спецодеждой, спецобувью, касками и т.д.; средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) – промышленными противогазами с панорамной маской и комбинированными фильтрующими элементами А,В,Е,АХ с классом эффективности не менее 2, переносными газоанализаторами и индивидуальными средствами радиосвязи.

Для защиты работающих от опасных и вредных производственных факторов предусмотрено обеспечение специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты согласно «Приказу Минздравсоцразвития РФ об утверждении типовых нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда» № 970н от 09.12.2009.

Персонал, подвергающийся загрязнению кожных покровов нефтью, должен быть обеспечен защитными, регенерирующими и восстанавливающими кремами, очищающими пастами для рук, на основании приказа Минздравсоцразвития РФ от 17.12.2010 № 1122н.

Все виды ремонтных работ и работ по обслуживанию ЭРС производятся в спецодежде, спецобуви, защитных очках и в каске. Запрещается носить одежду, пропитанную углеводородами и другими продуктами.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров, пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). СИЗОД следует подбирать по размерам и хранить на рабочих местах в особых шкафах, каждое в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски.

На объекте должен быть запас СИЗОД соответствующих типов и марок. Количество фильтрующих аварийных противогазов – три комплекта. В каждом комплекте должен быть набор шлем масок всех размеров. Количество шланговых аварийных противогазов должно быть не менее двух комплектов.

Аварийный запас фильтрующих коробок противогазов должен храниться в операторной в ящике под пломбой, шланговые противогазы – в опломбированных чемоданах. Аварийный запас противогазов запрещается запирать на замки.

Работники должны быть обучены правилам пользования, проверки и хранения СИЗОД (тренировочные занятия и проверки по графику).

Для защиты органов дыхания от вредного воздействия газов и паров, которые могут выделяться при неисправности технологического оборудования при невысоких концентрациях (не более 0,5 % объемных) и при содержании кислорода в воздухе не ниже 20 % объемных, применяются промышленные противогазы с панорамной маской и комбинированными фильтрующими элементами А, В, Е, АХ.

Работа в плохо проветриваемых газоопасных местах должна производиться с применением шланговых противогазов ПШ-1, ГТШ-2, ДПА-5. При необходимости применять шланги длиной более 10 метров необходимо пользоваться шланговым противогазом с принудительной подачей воздуха. Шланговые противогазы должны храниться в операторной.

Таблица 5.2 – Индивидуальные средства защиты персонала при обслуживании ЭРС

№ п/п	Наименование СИЗ	Количество	Условия применения
1	Противогаз с панорамной маской и комбинированными фильтрующими элементами А, В, Е, АХ с классом эффективности не менее 2	На каждого рабочего (для постоянного ношения)	Для выхода из загазованной зоны при возможных авариях
2	Спец. одежда, спец. обувь, рукавицы	На каждого рабочего (для постоянного ношения)	При обслуживании ЭРС
3	Аварийный (искробезопасный) инструмент	1 комплект (на каждом опорном пункте бригад)	Для ликвидации утечек газа и проведения газоопасных работ
4	Защитные очки	2 шт. (на каждом опорном пункте бригад)	При выполнении слесарных работ
5	Диэлектрические перчатки	1 пара (на каждом опорном пункте бригад)	Для переключения эл. оборудования
6	Мед. аптечка	1 комплект (на каждом опорном пункте бригад)	При травмах
7	Мед. носилки	1 шт. (на каждом опорном пункте бригад)	При травмах
8	Эл. фонарь во взрывозащищенном исполнении	1 шт. (на каждом опорном пункте бригад)	Для освещения объектов и территории класса В-1А, В-1Г
9	Шланговый противогаз в комплекте с предохранительным поясом и веревкой	1 комплект (возможно централизованное хранение)	Для проведения газоопасных работ в емкостях и колодцах. Пояс и веревка – при работе на высоте

5.4.3. Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем

Меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем:

Для предупреждения аварийной разгерметизации технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- использование герметичного оборудования;
- вся запорная и предохранительная арматура должна соответствовать классу А герметичности затвора;
- сварное соединение труб, фланцевые соединения используются только для присоединения оборудования и арматуры;
- выбор оборудования, соответствующего технологическому режиму;
- надземная прокладка технологических трубопроводов;
- антикоррозионное покрытие наружной поверхности трубопроводов и антикоррозионная защита оборудования;
- соответствующие припуски на коррозию толщины стенок трубопроводов;
- для защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии применено полимерное покрытие.

Таблица 5.3 – Основные опасности применяемого оборудования

№ п/п	Наименование опасности	Наименование риска
1	Эксплуатация сосудов, работающих под давлением	
1.1	Давление жидкости и газа в сосудах, работающих под давлением	Частичная разгерметизация (утечка нефтесодержащей жидкости, газа)
		Полная разгерметизация (порыв, выброс нефтесодержащей жидкости, газа)
		Возгорание нефтесодержащей жидкости, газа
1.2	Скользкие, неровные поверхности	Падение, травма
1.4	Низкие (высокие) температуры окружающей среды	Обморожение (тепловой удар)
1.5	Опасные химические вещества (углеводороды, сероводород)	Отравления, поражения органов дыхания
1.6	Перепад высот положительный (высота).	Падение, травма
2	Эксплуатация технологических трубопроводов; запорной, регулирующей и предохранительной арматуры	
2.1	Давление жидкости, пластовой воды, газа в трубопроводах, арматуре	Частичная разгерметизация (утечка нефтесодержащей жидкости, газа)
		Полная разгерметизация (порыв, выброс нефтесодержащей жидкости, газа)
		Возгорание нефтесодержащей жидкости, газа

2.3	Опасные химические вещества (углеводороды, сероводород)	Отравления, поражения органов дыхания
2.4	Скользкие, неровные поверхности	Падение, травма
2.5	Низкие (высокие) температуры окружающей среды	Обморожение (тепловой удар)

Все оборудование и трубопроводы должны подвергаться ежесменному осмотру, периодически – ревизии и ремонту (капитальному и текущему) согласно утвержденному графику.

Периодическая оценка состояния – диагностика трубопроводов, арматуры и оборудования должна осуществляться с обязательным использованием методов технической диагностики с учетом конкретных условий и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля трубопроводов и оборудования являются:

– традиционные (ультразвуковой, радиографический, акустический, магнитопорошковый);

- акустико-эмиссионный;
- внутритрубная диагностика;
- метод магнитной памяти металла;
- твердометрия;
- электрометрия;
- комбинация предыдущих методов.

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля должны определяться специализированной диагностической организацией, имеющей аттестованную лабораторию и соответствующую лицензию на выполнение данного вида работ в каждом конкретном случае с учетом разрешающей способности, выявления дефектов и производительности контроля.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в паспортах (эксплуатационных журналах) трубопроводов, арматуры и оборудования в соответствующих заключениях (актах) диагностической организации.

6. Порядок ведения документации

Показатели технологических параметров работы системы снимаются оператором добычи нефти и газа непосредственно по мету установки ЭРС при помощи манометров, все технологические параметры заносятся в вахтовый журнал (таблица 6.1), результаты замера газовоздушной среды заносятся в журнал замера ГВС (таблица 6.2) ежедневно. (При наличии технической возможности – в ИС «Мобильное приложение обходчика»)

Таблица 6.2 – Пример таблицы из журнала замера ГВС

Дата и время отбора пробы	Место отбора пробы (точка отбора)	Название и № прибора	Контролируемый параметр (наименование токсичных и взрывоопасных паров и газов)	Норматив ПДК или норматив НКПР	Показание прибора	ФИО и подпись работника, проводившего анализ	Причины превышения нормативов (указываются места утечек газа или жидкости)	Кому сообщено в случае превышения нормативов	Принятые меры по устранению загазованности	ФИО и подпись руководителя объекта