

На правах рукописи

БАКАНЕЕВ ВИТАЛИЙ СЕРГЕЕВИЧ

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

Автореферат диссертации на соискание
ученой степени кандидата технических наук

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Пермь 2024

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель **Лекомцев Александр Викторович**,
кандидат технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Валеев Марат Давлетович**
доктор технических наук, Генеральный директор АО НПП "ВМ система", г. Уфа

Исаев Анатолий Андреевич
кандидат технических наук, Главный специалист по инновационной деятельности ООО УК «Шешмаойл», г. Альметьевск

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», г. Санкт-Петербург

Защита диссертации состоится 04 июня 2024 года в 15:00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат диссертации разослан 12 марта 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.05,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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. Игrevского, 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, возможно-

стью 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 определены **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 промысловых 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 возрастания 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

технологии 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.; XVII 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 десяти научных трудах, в том числе две статьи 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цель и задачи исследования, отражены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе проведен анализ данных о мировой и отечественной механизированной добыче нефти, который позволил выявить тенденцию развития применения глубинно-насосного оборудования. Описаны предпосылки для формирования стойких водонефтяных эмульсий в стволе скважины и по системе сбора скважиной продукции, рассмотрены механизмы формирования водонефтяной эмульсии различными видами глубинно-насосного оборудования и

фонтанирования в разных условиях обводненности добываемой продукции. Изучены способы повышения эффективности добычи нефти без замены глубинно-насосного оборудования – перспективным направлением является применение насосно-эжекторных систем (струйного аппарата). Проведены патентные исследования, которые позволили выявить основные тенденции развития насосно-эжекторных систем в области повышения эффективности добычи нефти. Изучены теоретические основы устройства струйного аппарата, а также процесс передачи кинетической энергии от активного потока к пассивному. Рассмотрены основы расчетов процесса эжектирования в струйном аппарате.

Во второй главе представлена и описана принципиальная схема комплексной технологии эжектирования из системы ППД, которая реализуется следующим образом.

На кустовую площадку устанавливается эжекторная система (ЭРС), представленная на Рисунке 1, 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 снижения линейного, затрубного, буферного давлений и увеличения глубины погружения глубинно-насосного оборудования под динамический уровень. Погружение ГНО под динамический уровень увеличивает надежность работы погружного оборудования, снижает количество отказов его работы «по недогрузу» и способствует увеличению отбора жидкости из скважины.

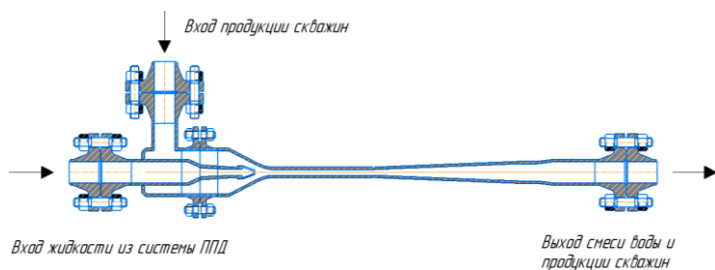


Рисунок 1 – Конструкция струйного аппарата

Рациональное внедрение разработанной технологии повышения эффективности добычи нефти требует тщательного подбора объекта, в связи с чем сформулированы положения по ранжированию применимости технологии на объектах нефтедобычи и транспорта:

1. Применение данной технологии на автоматизированной групповой замерной установке (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 дожимной насосной станции (ДНС) не окажет влияния на систему сбора ввиду схожести результата работы ДНС и струйного насоса. Установка струйного насоса как до, так и после ДНС неосостоятельна ввиду отсутствия технологического эффекта.

Ввиду наиболее перспективного использования предложенной технологии на АГЗУ были разработаны 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 внутривнепромислового 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 несколькими различными типами установок (ШГН/ЭЦН/ШВН и т.д.). Данный критерий необходим для оценки влияния технологии на различные виды ГНО.

Далее в работе описан подход к подбору объекта для внедрения комплексной технологии. С этой целью 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 эжекции энергии системы ППД – для внедрения комплексной технологии был выбран ЦДНГ-1 ввиду наличия в нем наименьшей доли осложненного фонда по причине образования высоковязких эмульсий и коррозии оборудования.

1. В связи с наличием значительного фонда добывающих скважин в ЦДНГ-1 для выбора целевого объекта принято Павловское месторождение ввиду его большого размера и присутствия системы поддержания пластового давления.

2. Для определения зоны выбора перспективного объекта для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) определены ДНС с наибольшим средним линейным давлением – наиболее перспективным яв-

ляется применение технологии на объектах ДНС-0112Бр, поскольку скважины на указанной ДНС обладают высоким устьевым давлением при наличии значительного среднего коэффициента продуктивности.

3. Исходя из принятых критериев, для дальнейшей работы целевым объектом принята АГЗУ-0111 ввиду наличия наибольшего линейного давления при высоком среднем дебите скважины и близости значения давления в системе ППД к рекомендованному.

В третьей главе определены исходные условия работы технологии и исходные данные совместной работы с системой сбора нефти и с системой ППД. Построена 3D-модель конструкции струйного аппарата и проведено численное моделирование в программах продуктах Ansys CFX и аналитические расчеты в ИСТП на подобранном объекте.

Для определения исходных данных совместной работы предложенной технологии с системой сбора нефти выполнено моделирование. Для этого использована модель системы сбора ДНС-0112 в ИСТП.

По результатам моделирования 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.

Далее предложена математическая модель работы струйного аппарата в условиях эжекции двухфазного потока (нефть и вода). Такое допущение принято в силу использования объектов добычи нефти с повышенной вязкостью (до 30 МПа·с), склонных к формированию стойких эмульсий, и газосодержанием пластовой нефти до 50 м³/т (Павловская группа месторождений). Данные упрощения предлагаются для снижения аппаратной загрузки для численного решателя в программного продукте Ansys CFX и с целью подтверждения гипотезы достаточности упрощенных расчетов, возможных к практическому применению для прогнозирования искомым величин (снижения давления и расходов на входе и выходе эжекционного аппарата) в заданных условиях. При этом среды рассматриваются как непрерывные среды, для описания их 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: 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 :

$$\rho_\alpha \nabla \cdot (r_\alpha (\vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)) = -r_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot (r_\alpha \mu_{\alpha \text{ eff}} (\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T)) + \vec{M}_\alpha, \quad (1)$$

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 , $\mu_{\alpha eff}$ – эффективная вязкость, « \otimes » – диадический оператор (тензорное произведение) двух векторов, « ∇p_α » – градиент, « $\nabla \square$ » – дивергенция.

Уравнение неразрывности:

$$\rho_\alpha \nabla \cdot (r_\alpha \vec{U}_\alpha) = 0. \quad (2)$$

Уравнения (1) и (2) для фазы β записываются аналогично, но индекс α меняется на β .

Уравнение сохранения объема:

$$r_\alpha + r_\beta = 1. \quad (3)$$

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

$$p_\alpha = p_\beta = p. \quad (4)$$

Модель смеси для описания межфазного взаимодействия выглядит следующим образом. Для описания неомогенизированного 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 .

В применяемой модели смеси подразумевается, что межфазные силы \vec{M}_β , действующие на фазу β со стороны фазы α , противоположны \vec{M}_α . Независимыми переменными в уравнениях (1)–(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 $\mu_{\alpha eff}$, $\mu_{\beta eff}$, то есть всего 12 неизвестных для 10 заданных уравнений (три уравнения в компонентах вида (2) и одно уравнение вида (3) для фазы α , аналогичные уравнения для фазы β . С целью определения значений эффективных вязкостей представленная для многофазного потока система уравнений Навье – Стокса замыкается при помощи уравнений фазозависимой турбулентной модели. Гипотеза турбулентной вязкости предполагается справедливой для каждой турбулентной фазы. Распространение импульса в фазе α определяется эффективной вязкостью.

Таким образом, при решении системы уравнений, приведенных в диссертационной работе, при заданных граничных значениях в рамках поставленной

задачи для группы скважин Павловского месторождения определяется дополнительный напор пассивной среды (скважинной продукции), который приводит к снижению устьевого давления скважин.

Затем построена 3D-модель конструкции струйного аппарата и пример конечной сетки (Рисунок 2), используемые при моделировании процесса эжекции.

Результат моделирования применения эжектора на АГЗУ-0111 (распределение давления и приведенной скорости в струйном аппарате) показан на Рисунке 3.

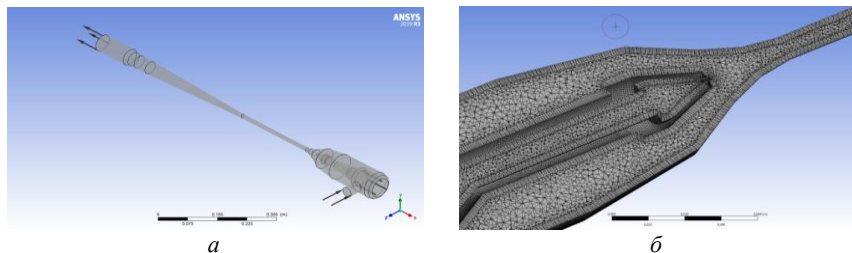


Рисунок 2 – Модель струйного насоса с указанием «входов» и «выходов» (а); конечная сетка, используемая при моделировании процесса эжекции (б)

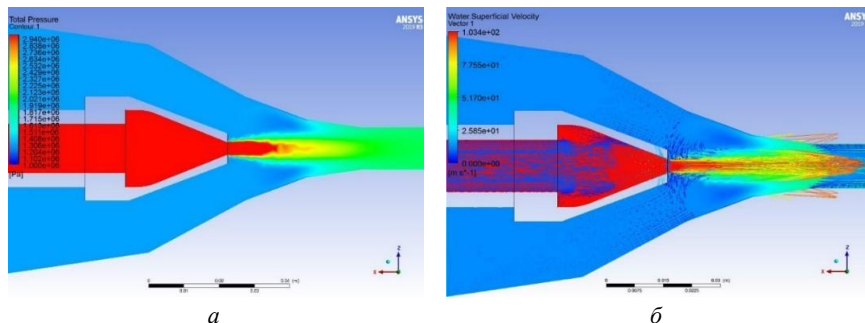


Рисунок 3 – Результат моделирования применение эжектора на АГЗУ-0111: а – распределение давления у сопла; б – распределение скорости



Рисунок 4 – Зависимость динамической вязкости эмульсии от объемного соотношения нефти и воды

Проведены натурные исследования в лабораторных условиях на пробах нефти и пластовой воды Павловского месторождения. Результаты определения динамической вязкости моделируемых проб водонефтяных эмульсий при разном соотношении нефти и воды показаны на Рисунке 4.

Из Рисунка 4 видно, что происходит увеличение вязкости с 15 до 26 мПа·с при объемном соотношении воды и нефти от 60 до 80 %. 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 двух часов 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 реализации технологии в пределах обводненности от 0 до 60 %.

Далее, учитывая вышеописанный вывод, 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 5.

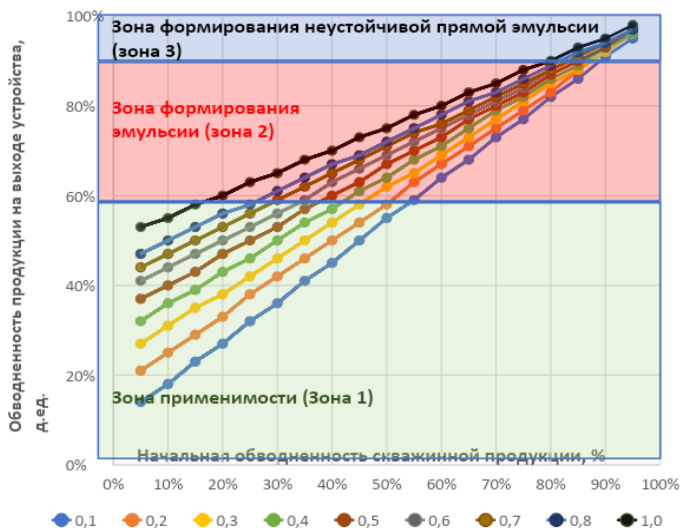


Рисунок 5 – Границы применимости эжекционного устройства при различных режимах подачи активной фазы и начальной обводненности скважинной продукции

На Рисунке 5 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, приведенными в диссертационной работе, 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.

Таблица 1 – Матрица эффективного применения технологии эжектирования системы ППД (при расходе пассивной среды 85 м³/сут)

Диам. сопла, мм	Снижение давления, МПа Давление активной фазы, МПа						
	Не эффективен	0,04 6,5	0,14 7,7	0,28 9	0,56 12,4	0,97 15,5	1,31 19,8
4	Не эффективен	0,04 6,5	0,14 7,7	0,28 9	0,56 12,4	0,97 15,5	1,31 19,8
3	0,09 8,5	0,24 10,5	0,41 12,6	0,59 15,3	0,96 20,9	Высокое давление активной среды	
2,5	0,11 12,3	0,26 15,4	0,42 18,9	0,6 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).

Результаты расчетов для условий выбранного объекта АГЗУ-0111 (расход пассивной фазы – 85 м³/сут) приведены в Таблице 1 и представлены в виде матрицы эффективного применения технологии эжектирования системы ППД. При задании расхода (выражается в виде соотношения $Q_N/Q_{ж}$) 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 6), 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.

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

$$K_{эф} = \frac{\Delta P_{лин}}{P_{акт}}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{лин}$ – изменение линейного давления; $P_{акт}$ – 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 6 представлены графики изменения линейного давления от давления активной среды.

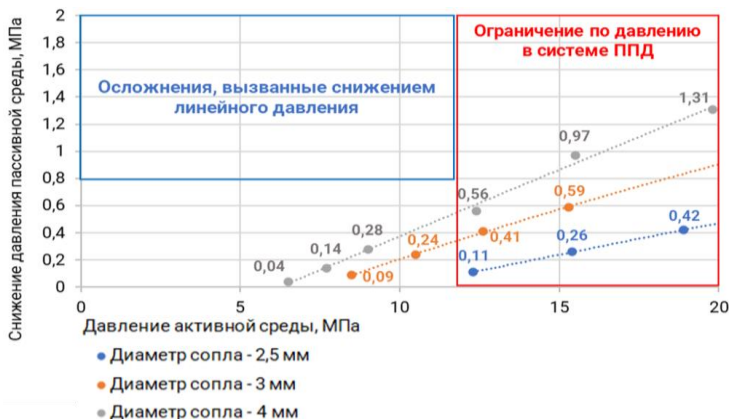


Рисунок 6 – График изменения линейного давления от давления активной среды

Как видим из данных Рисунка 6, эффективность технологии возрастает с увеличением диаметра сопла (Таблица 2) и может быть ограничена расходом активной среды, которая определяет конечную обводненность смеси после струйного аппарата.

Таблица 2 – Уравнения снижения линейного давления от диаметра сопла и давления активной фазы

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		

Полученные индивидуальные модели позволяют спрогнозировать снижение устьевого давления скважин с учетом технических характеристик эжекционного устройства и технологических параметров работы скважин в условиях течения водонефтяных эмульсий месторождений Павловской группы.

Проведено моделирование работы струйного аппарата для условий подобранного промышленного объекта в программном продукте Ansys CFX с использованием ранее описанного математического аппарата: на основании свойств флюидов и технических параметров подобранной системы производится расчет потока массы, давления и скорости в определенной точке двухфазного потока с помощью осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье – Стокса, что в итоге позволяет определить для каждой точки потока такие характеристики, как объемные доли флюидов, давления, компоненты векторов скоростей и эффективные вязкости (Рисунок 7).

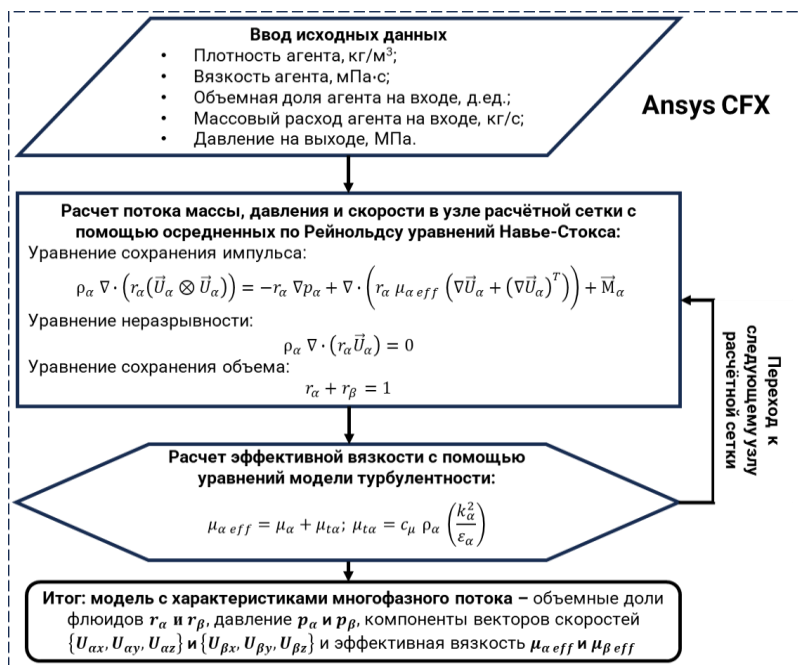


Рисунок 7 – Моделирование работы струйного насоса в Ansys CFX с использованием его математического аппарата

Результаты выполненного моделирования представлены в Таблице 3. Стоит отметить, что в ситуации с отсутствием расхода воды (струйный насос отключен) давление нефти на входе в струйный насос составляло 2,38 МПа. Снижение устьевого давления наблюдалось в пределах от 0,01 до 0,8 МПа при различных давлениях и расходах активной фазы.

Далее в работе проведена оценка влияния работы ЭС-СН-1 на систему сбора на интегрированной модели в ПО ИСТП. Результаты расчета снижения давления на входе сырой нефти в струйный насос, а также снижение давления на всех нефтедобывающих скважинах АГЗУ-0111 приведены в Таблице 4.

На основании полученного распределения видно, 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.

Таблица 3 – Результаты численного моделирования работы струйного насоса на АГЗУ-0111*

Давление на входе в ЭРС, МПа		Снижение давления на входе	Расход, м ³ /сут		Соотношение активной и пассивной	Параметры работы ЭРС	
Воды	ВНЭ		жидкости	воды		Диаметр	Расход во-

		ВНЭ, МПа	по АГЗУ		фаз, %	сопла, мм	ды, 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.

Таблица 4 – Результаты расчета устьевых давлений на добывающих скважинах АГЗУ-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

По итогам третьей главы выявлено, что 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. и, как следствие, снижение буферных и затрубных давлений. Таким образом, экспериментально обоснован подход к прогнозированию снижения устьевого давления добывающих скважин при заданных параметрах диаметра сопла, расхода, давлений пассивной и активной среды эжекторного аппарата в индивидуальных условиях течения водонефтяных эмульсий месторождений Павловской группы.

В четвертой главе приведены результаты лабораторных исследований кинетики процесса расслоения моделируемых водонефтяных эмульсий, а также описаны технические характеристики эжекторной системы – струйного насоса ЭС-СН-1 и результаты его опытно-промышленных испытаний

(ОПИ). В диссертационной работе представлены методические материалы по проведению лабораторных и промысловых испытаний.

Для проведения достоверных лабораторных исследований отобраны пробы пластовых флюидов подобранного объекта – скважинная продукция и подтоварная вода системы заводнения. В результате получены зависимости степени обезвоживания эмульсии от времени. На Рисунке 8 показана зависимость времени расслоения эмульсии от степени ее обезвоживания для разной обводненности эмульсии.

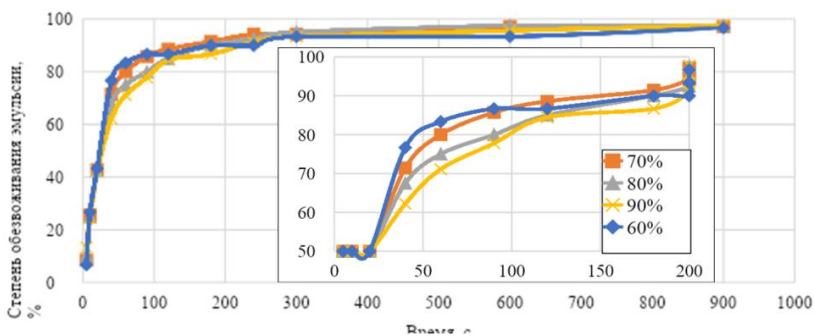


Рисунок 8 – Степень обезвоживания эмульсии от времени расслоения при разных соотношениях нефти и воды

Изучение кинетики процесса расслоения водонефтяной эмульсии проводилось при разных соотношениях нефти и воды. Для приготовления образцов ВНЭ использовались дегазированные пробы флюидов, соответствующие устьевым скважинным условиям, при этом принято допущение, что объем окклюдируемого газа и свободный газ не влияют на процесс создания и расслоения эмульсии, а кинетика процессов определяется физико-химическими свойствами сред. Исследования 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 пяти минут) подверглись саморазрушению до степени обезвоживания 96–97 %. Однако промежуточный слой после отделения свободной воды имел высокую агрегативную устойчивость на уровне 83 %.

Далее описаны технические характеристики эжекционной системы – струйного насоса ЭС-СН-1 и результаты его ОПИ. Технические параметры струйного насоса ЭС-СН-1:

- способ подключения внешних трубопроводов – фланец;
- внутренний диаметр (подсоединение) – 45 мм;
- рабочее давление МПа – до 10;
- длина установки – 1,18 м.

Промысловые испытания разработанной технологии выполнялась на трех режимах работы (Таблица 5) для наиболее полного охвата возможных

вариаций установки разных размеров сопла и технологических характеристик системы ППД (давление и расход).

Таблица 5 – 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

В ходе проведенных исследований с 14.12.2022 по 27.12.2022 выявлено, что работа системы при диаметре сопла 3,5 мм и давлении активной среды 10,5 МПа приводит к росту давления на АГЗУ-0111 при расходе активной фазы 67,2 м³/сут (с 2,4 до 2,7 МПа), при этом устойчивость эмульсии значительно возрастает. Тестирование при диаметре сопла 4 мм и давлении активной среды 8 МПа позволяет снизить давление на АГЗУ-0111 при расходе активной фазы 69,6 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). На основании анализа полученных данных сделан вывод об отсутствии отрицательного влияния системы ЭС-СН-1 на работу добывающих скважин и системы сбора продукции скважин, также выявлено, что работа ЭС-СН-1 при подаче в поток попутного нефтяного газа затрубного пространства достигает наибольшей эффективности.

Выявлено, что функционирование ЭС-СН-1 привело к плавному снижению затрубного давления с одновременным подъемом динамического уровня в скважинах, при этом давление на забое и на приеме насоса снизилось незначительно. Подача насоса также осталась неизменной, что привело к стабилизации динамического уровня на новой, более высокой отметке. Далее произошло увеличение производительности ГНО за счет оптимизации режима его работы. При плавном повышении дебита погружного оборудования динамический уровень снизился до первоначального, при этом произошло незначительное уменьшение забойного давления по причине инерционности происходящего процесса и динамики изменения давления по стволу скважины. Это позволило избежать срыва подачи при снижении давления на приеме насоса (за счет увеличения подачи). Значения забойного давления можно считать оценочными, поскольку они получены путем косвенного расчета с учетом данных систем телеметрии скважин на уровне подвески насоса. Работа скважин после внедрения ЭС-СН-1 остается стабильной при сохранении дополнительной добычи скважинной продукции.

Для каждой добывающей скважины измерен прирост притока из пласта при снижении давления на АГЗУ-0111 на 0,1 и 0,3 МПа за счет снижения устьевого и затрубного давления, подъема динамического уровня. Незначительный отбор динамического уровня для достижения забойного давления до применения ЭС-СН-1 приводит к росту дебита скважин. Факт незначительного снижения забойного давления вместе с увеличением дебита скважины и сохранения работоспособности насоса без срыва его подачи подтверждает целесообразность применения разработанной технологии. Результаты представлены в Таблице 6. В результате обработки промысловых экспериментов можно отметить, что при снижении давления на АГЗУ-0111 на 0,3 МПа возможно получить дополнительный дебит нефти в размере 3,27 т/сут.

Таблица 6 – Увеличение притока из пласта при снижении давления на АГЗУ – 0111 на 0,3 МПа

№ скважины	Увеличение притока из пласта (м ³ /сут) при снижении давления на АГЗУ-0111		Увеличение притока из пласта (т/сут) при снижении давления на АГЗУ-0111
	м ³ /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

Таким образом, разработанная технология повышения эффективности добычи нефти за счет эжекции энергии системы ППД признана работоспособной (на основании Акта от 28.12.2022 «О завершении опытно-промысловых испытаний эжекционной системы ЭС-СН-1 в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»»), а результаты численного моделирования в ПП Ansys и аналитических расчетов в ИСТП можно считать достоверными.

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 7), так и операционные – добыча, транспортировка и подготовка дополнительного объема продукции (Таблица 8).

Таблица 7 – 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 8 – Операционные затраты при использовании 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

Таблица 9 – 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.	3511,6
Окупаемость ЭС-СН-1, лет	0,26
NPV с первого прогнозного года, тыс. руб.	3311,2

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 9).

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.

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 – эжекторного (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 увеличения 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.

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. Разработан и научно обоснован подход к прогнозированию устьевых давлений и производительности скважин.

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 ИСПП, с промысловыми испытаниями. В условиях высоких устьевых давлений разработанная технология подтвердила снижение противодавления на устьях до 13 % и увеличение дебитов до 4,3 % без смены глубинно-насосного оборудования.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

– в ведущих рецензируемых изданиях:

1. Повышение эффективности добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления (на примере месторождений Павловской группы) / **В.С. Баканеев**, А.В. Лекомцев, И.Б. Степаненко, В.А. Лисин // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 136–137. (Перечень ВАК).

2. Баканеев, В.С. 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.

3. Итоги сертификационных испытаний виртуального расходомера «БИНУС» для замера дебита нефтяных скважин / Ю.А. Донской, И.Н. Герасимов, А.Б. Петров, Д.Н. Красноборов, **В.С. Баканеев** // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 7-8. – С. 96–102.

4. Патент Рос. Федерации. Устройство отвода газа из межтрубного пространства нефтедобывающих скважин: пат. 171711 RU / Галкин А.И., Новиков С.А., Баданов В.Л., **Баканеев В.С.**; № 2017103262; заявл. 31.01.2017; опубл. 13.06.2017.

– в прочих изданиях:

5. An integrated oil production enhancement technology based on waterflooding energy recovery / **V. Bakaneev**, A. Lekomtsev, I. Stepanenko, P. Maximov, Yu. Rozhkova, A. Dengaev, W. Kang // Fluid Dynamics and Materials Processing. – 2023. – Vol. 19, № 2. – P. 285–301 (Scopus).

6. Investigation of ultrasonic impact technology for breaking stable water-oil emulsions in phase inversion conditions / **V.S. Bakaneev**, A.V. Lekomtsev, I.B. Stepanenko, K.A. Derendyaev, A.S. Burtsev, D.B. Zhigarev, M.A. Silichev, K.V. Kornilov, M.I. Borisov // Chemical and Petroleum Engineering. – 2021. – Vol. 57, № 1-2. – P. 3–9 (Scopus).

7. Баканеев, В.С. Инженерный симулятор технологических процессов – программный комплекс для динамического моделирования процессов добычи углеводородов / **В.С. Баканеев** // Инженерная практика. – 2023. – № 5. – С. 38–39.

8. Бурцев, А.С. Обоснование комплексной технологии интенсификации добычи на основе эжекции энергии системы поддержания пластового давления / А.С. Бурцев, М.И. Борисов, **В.С. Баканеев** // 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.

9. Разработка трехструйного эжектора для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / А.В. Лекомцев, М.А. Силичев, К.В. Корнилов, **В.С. Баканеев** // 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.

10. 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.