

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

УДК 622.245 (043)

На правах рукописи

Балгаев Досжан Ергенович

**Исследование процесса работы клапанных узлов
усовершенствованной конструкции штанговых скважинных насосов**

8D07110 – «Цифровая инженерия машин и оборудования»

Диссертация на соискание степени доктора философии (PhD)

Научный консультант:

Заурбеков С.А.,

кандидат технических наук,

доцент, профессор кафедры «Нефтяная
инженерия»

Зарубежный научный консультант:

Сладковски А.В.

доктор технических наук, профессор,

Силезский технический университет
(Польша)

Республика Казахстан

Алматы, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ | 6 |
| 1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА. ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ | 12 |
| 1.1 Общие сведения о добыче нефти с применением скважинных штанговых насосных установках (СШНУ) | 12 |
| 1.2 Краткие сведения о конструктивных особенностях, достоинствах и недостатках СШНУ | 15 |
| 1.3 Анализ условий эксплуатации скважин оборудованных СШНУ | 18 |
| 1.3.1 Насос вставной с верхним механическим креплением | 20 |
| 1.3.2 Насос не вставной с верхним механическим креплением | 20 |
| 1.4 Основные причины влияющие на эффективность работы скважинных штанговых насосов | 22 |
| 1.5 Анализ отказов подземного оборудования штанговых установок | 24 |
| 1.6 Постановка цели и задач исследования | 28 |
| Выводы по первому разделу | 29 |
| 2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ КЛАПАНОВ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК | 31 |
| 2.1 Теоретические исследования в области гидравлических процессов работы клапанов | 31 |
| 2.2 Особенности конструкции шариковых клапанов | 37 |
| 2.3 Описание клапанного узла СШНУ новой конструкции с «турбулизатором» потока | 39 |
| 2.4 Расчет работы скважинных штанговых насосов с клапанами новой конструкции с применением программного пакета Math Cad | 41 |
| 2.4.1 Этапы расчётов в Mathcad | 41 |
| 2.4.2 Моделирование ширины турбулизатора | 44 |
| 2.5 Разработка математической модели для компьютерных испытаний клапанных систем | 45 |
| 2.6 Обзор выбранного прототипа и краткая характеристика насоса невставного ННАБ-70 | 52 |
| Выводы по второму разделу | 55 |
| 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО - СТЕНДОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КЛАПАННОГО УЗЛА НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (СШН) | 56 |
| 3.1 Разработка схемы стендовой установки для решения поставленных задач | 56 |
| 3.1.1 Основные этапы разработки стендовой установки | 56 |
| 3.1.2 Разработка схемы стендовой установки | 57 |
| 3.1.3 Выбор компонентов и оборудования | 57 |
| 3.1.4 Проектирование монтажной схемы | 58 |
| 3.1.5 Система управления и контроля | 58 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.2 | Изготовление элементов стендовой установки | 59 |
| 3.3 | Сборка стендовой установки для проведения экспериментальных исследований | 62 |
| 3.4 | Методика проведения экспериментальных исследований работы клапана новой конструкции | 70 |
| 3.5 | Результаты обработки экспериментальных данных гидродинамических исследований работы клапана скважинной штанговой установки (СШН) новой конструкции | 72 |
| 3.6 | Анализ полученной информации по работе скважинной штанговой установки (СШН) с клапанами новой конструкции на стендовой установке | 76 |
| 3.6.1 | Проведение испытаний | 77 |
| 3.6.2 | Параметры испытаний | 77 |
| 3.6.3 | Результаты испытаний | 78 |
| 3.6.4 | Обсуждение результатов | 78 |
| | Выводы по третьему разделу | 79 |
| 4 | ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ШСН С КЛАПАНАМИ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ | 82 |
| 4.1 | Обсуждение на НТС и утверждение программы испытаний | 82 |
| 4.2 | Особенности конструкции и монтажа новых клапанов для совмещения с серийными насосами ННАБ-70-35-12-1 | 83 |
| 4.2.1 | Основные конструктивные особенности новых клапанов | 83 |
| 4.2.2 | Особенности монтажа новых клапанов с турбулизаторами в насосы ННАБ-70-35-12-1 | 85 |
| 4.2.3 | Преимущества и ограничения новой конструкции клапанов | 86 |
| 4.2.4 | Перспективы и рекомендации по внедрению | 86 |
| 4.3 | Проведение опытно - промысловых испытаний | 87 |
| 4.4 | Сбор фактического материала по работе насосов ННАБ-70-35-12-1 с клапанами новой конструкции | 88 |
| 4.5 | Анализ полученной информации по работе скважинной штанговой установки (СШН) с клапанами новой конструкции | 91 |
| 4.5.1 | Введение и мотивация испытаний | 93 |
| 4.5.2 | Основные конструктивные особенности клапанов | 94 |
| 4.5.3 | Долговечность и обслуживание клапанов | 94 |
| 4.5.4 | Ограничения и рекомендации по дальнейшему использованию | 95 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 96 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 98 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ А - Охранные документы, полученные по теме диссертации | 103 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Турбулизаторы с углом отклонения от вертикальной оси 5°, 10°, 12° | 105 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ В - Чертежи турбулизатора 9-и размеров | 108 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Чертеж удлиненного корпуса клапана | 117 |

| | |
|--|-----|
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Соглашение о конфиденциальности с АО 118 «Озенмунайгаз» | |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Е - Договор на проведение ОПИ оборудования и программа ОПИ по клапанам СШН | 121 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ И - Акты ОПИ клапанов новой конструкции СШН | 127 |

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями

СШНУ – скважинная штанговая насосная установка

СК – станок-качалка

СШН – скважинный штанговый насос

НВ – насос вставной

НН – насос не вставной

НКТ – насосно-компрессорные трубы

КПД – коэффициент полезного действия

НГДУ – нефтегазодобывающие управления

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технической проблемы (задачи).

Штанговые глубинные насосы (ШГН) являются важнейшим оборудованием в нефтедобывающей отрасли, особенно на месторождениях с высокой обводнённостью и сложными горно-геологическими условиями. Их широкое применение обусловлено простотой конструкции, универсальностью и высокой надёжностью, однако ключевым элементом, влияющим на эффективность и долговечность насосной системы, остаются клапаны. Именно от их надёжности и качества работы зависит производительность системы, энергетическая эффективность и срок службы оборудования.

Современные условия эксплуатации штанговых насосов предъявляют повышенные требования к работе клапанов. Жёсткие параметры среды, такие как высокая температура, давление, присутствие агрессивных химических компонентов, песка и других механических примесей, создают значительные трудности для обеспечения долговечной работы клапанных систем. Основными проблемами остаются коррозия металлических элементов, абразивный износ шариков и седел, а также снижение герметичности клапанов в процессе длительной эксплуатации. В связи с этим исследования, направленные на улучшение характеристик клапанов, их материалов и конструкций, приобретают всё большее значение.

Актуальным направлением является использование современных методов проектирования и моделирования для оптимизации конструкции клапанов. Применение компьютерного моделирования позволяет более точно оценивать поведение клапанов под воздействием эксплуатационных нагрузок, что ускоряет процесс разработки новых решений. Однако внедрение таких методов требует значительных инвестиций и специализированных знаний, что может ограничивать их распространение на практике.

Особое значение имеет вопрос стандартизации и унификации конструкций клапанов. Современные нефтяные месторождения, включая месторождения Казахстана, имеют разнообразные условия эксплуатации, что требует адаптации стандартных конструкций или разработки индивидуальных решений. При этом важна интеграция новых разработок в существующие производственные процессы без значительного увеличения себестоимости.

Сравнительный анализ существующих конструкций клапанов показывает, что ни одно из решений пока не способно полностью удовлетворить все эксплуатационные требования. Это подчёркивает необходимость дальнейших исследований, направленных на совершенствование конструкций и материалов клапанов ШГН. Разработка инновационных решений, которые учитывают специфические условия эксплуатации, позволяет снизить затраты на обслуживание оборудования, повысить производительность и минимизировать простои.

Таким образом, современные вызовы в области проектирования клапанов для штанговых насосов требуют комплексного подхода, включающего развитие материаловедения, внедрение новых методов моделирования и оптимизацию технологических процессов. Решение этих задач имеет ключевое значение для повышения эффективности нефтедобычи, особенно в условиях стареющих месторождений с высокой обводнённостью и сложными горно-геологическими характеристиками [1].

Основание и исходные данные для разработки темы диссертационной работы. Штанговые глубинные насосы (ШГН) являются одним из наиболее широко используемых видов оборудования для добычи нефти на месторождениях Казахстана. Их популярность обусловлена простотой конструкции, надёжностью и универсальностью, позволяющей эффективно работать в условиях высокой обводнённости продукции, низкого пластового давления и сложных горно-геологических условий. Ключевым элементом ШГН, определяющим их эффективность и долговечность, являются клапаны – нагнетательный и всасывающий. Их надёжная работа обеспечивает стабильность насосного процесса, минимизирует потери продукции и снижает затраты на эксплуатацию.

Исходными данными для разработки темы диссертации являются:

- 1) Анализ эксплуатационных условий месторождений Казахстана, включая характеристики добываемой продукции.
- 2) Данные о конструктивных особенностях и типовых проблемах существующих клапанов ШГН, предоставляемые производителями оборудования и эксплуатационными предприятиями.
- 3) Современные методы моделирования и оптимизации конструкций, позволяющие прогнозировать поведение клапанов под воздействием реальных нагрузок.

Научная база для разработки темы подкрепляется исследованиями в области повышения эффективности насосных систем, выполненными в рамках международных и отечественных научно-технических проектов. Важным аспектом является также соответствие исследований стратегическим приоритетам Казахстана в области повышения производительности и экологической безопасности нефтегазовой отрасли.

Таким образом, данная тема основывается на актуальной производственной задаче, обусловленной необходимостью повышения надёжности клапанов ШГН в условиях сложной эксплуатации. Исследование направлено на разработку и оптимизацию конструктивных решений, выбор материалов и технологий, которые позволят улучшить долговечность и эффективность клапанов, снизить затраты на обслуживание и повысить производительность нефтедобычи.

Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы. Клапаны, являющиеся центральным компонентом ШГН, определяют эффективность и надёжность всей системы. Однако современные конструкции клапанов часто сталкиваются с проблемами

быстрого износа, коррозии и снижения герметичности, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат и снижению производительности.

Проблема особенно актуальна в контексте казахстанских месторождений, где добываемая продукция содержит механические примеси, агрессивные химические соединения, а также характеризуется высокими температурами и давлениями. Это требует создания новых конструктивных решений и выбора материалов, которые обеспечат долговечность и эффективность клапанов в столь жёстких условиях.

Практическая значимость работы заключается в возможности снизить эксплуатационные затраты за счёт увеличения срока службы клапанов, повышения их герметичности и сокращения простоев насосного оборудования. Кроме того, результаты исследования могут быть использованы для разработки национальных стандартов в области проектирования и эксплуатации клапанов для ШГН, что актуально для обеспечения конкурентоспособности казахстанских нефтяных компаний [2].

Таким образом, необходимость проведения данной научно-исследовательской работы обусловлена актуальностью задачи, её значением для повышения эффективности добычи нефти и возможности внедрения инновационных решений для преодоления существующих технических и экономических вызовов.

Сведения о планируемом научно-технологическом уровне разработки, о патентных исследованиях и выводы из них. Планируемая научно-исследовательская работа направлена на разработку новых конструктивных решений и материалов для клапанов штанговых насосов (ШГН), что соответствует современным требованиям нефтегазовой отрасли по повышению эффективности добычи и снижению затрат на эксплуатацию оборудования. Научно-технологический уровень разработки будет включать как теоретические исследования, так и практическое применение новейших материалов и технологий. Это потребует внедрения методов моделирования, анализа поведения материалов в экстремальных условиях, а также разработки новых технологических решений для улучшения свойств клапанов, таких как стойкость к износу, коррозии и температурным изменениям.

Патентные исследования, проведенные в рамках работы, сосредоточены на анализе существующих решений в области клапанов ШГН.

Выводы из проведённых патентных исследований показывают, что на данный момент существует несколько направлений, активно развивающихся в мировой практике, но они не решают все проблемы, с которыми сталкиваются клапаны ШГН. Патенты часто ограничиваются использованием существующих технологий, без учёта специфических условий нефтедобычи на казахстанских месторождениях. Это подтверждает необходимость дальнейших исследований и разработки инновационных решений, которые смогут удовлетворить особые требования, предъявляемые к клапанам в сложных эксплуатационных условиях [3].

Цель работы – увеличение ресурса работы штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти за счет конструктивного совершенствования клапанных узлов насоса.

Объект и предмет исследования. Клапанный узел скважинных глубинных насосов, применяемых на нефтепромыслах Казахстана для добычи нефти.

Задачи исследования. Целью данной диссертационной работы является разработка и оптимизация конструкций клапанов для штанговых глубинных насосов (ШГН) с учётом специфических условий эксплуатации на нефтяных месторождениях Казахстана. Для достижения поставленной цели необходимо решить несколько ключевых задач:

- Анализ существующих конструкций клапанов для ШГН, их достоинств и недостатков, а также выявление проблем, связанных с коррозией, абразивным износом и снижением герметичности в условиях сложных эксплуатационных факторов (высокая обводнённость, механические примеси, химически агрессивные среды).

- Разработка новых конструктивных решений клапанов, направленных на повышение их долговечности и улучшение герметичности, включая оптимизацию форм седел и шариков, а также технологии их сборки и монтажа.

- Моделирование эксплуатационных условий для определения поведения клапанов в реальных условиях, с использованием современных методов компьютерного моделирования и анализа.

- Проведение лабораторных и опытно-промышленных испытаний новых конструктивных решений и материалов, чтобы проверить их эффективность в реальных условиях работы ШГН.

- Разработка рекомендаций по внедрению новых материалов и технологий в производство клапанов для ШГН, с учётом экономической целесообразности и перспектив для нефтяных месторождений Казахстана.

Решение этих задач позволит повысить надёжность и долговечность клапанов, улучшить производительность насосных систем и снизить затраты на их обслуживание.

Методы исследования. Методологической основой диссертационных исследований являются аналитические и расчетно-экспериментальные исследования на основе фундаментальных законов прикладной механики и гидравлики.

В качестве основных методов использовались: математическое моделирование с применением прикладных компьютерных программ и сравнение их результатов с результатами стендовых экспериментальных исследований клапанных узлов ШГН.

Основные научные положения, выносимые на защиту. На защиту выносятся следующие положения:

- Разработка новых конструктивных решений клапанов для штанговых глубинных насосов (ШГН), направленные на улучшение их герметичности и

долговечности в условиях высокой обводнённости и агрессивных химических сред, характерных для нефтяных месторождений Казахстана.

– Разработка методов компьютерного моделирования для прогнозирования поведения клапанов в реальных эксплуатационных условиях, что позволяет оптимизировать их конструкцию и повысить эффективность работы насосных систем за счет установки турбулизаторов.

– Предложение рекомендации по внедрению новых конструктивных решений в производство клапанов ШГН, с учётом их экономической целесообразности и специфики эксплуатации на казахстанских нефтяных месторождениях.

Научная новизна работы:

Научная новизна данной работы заключается в разработке новых конструктивных решений клапанов штанговых глубинных насосов (ШГН), а также в оптимизации их работы с учётом специфики эксплуатации на нефтяных месторождениях Казахстана. В работе предложены инновационные методы повышения герметичности клапанов и продления их срока службы.

Особое внимание уделено интеграции турбулизаторов в конструкции клапанов ШГН, что позволяет значительно улучшить процесс пропуска жидкости, а также минимизировать образование отложений и предотвращать закупорку клапанов. Разработанные решения направлены на улучшение рабочих характеристик клапанов, повышение их устойчивости к абразивному износу и коррозии, что способствует увеличению надёжности и долговечности насосных систем в условиях сложной эксплуатации.

Также в рамках работы разработаны методы компьютерного моделирования, позволяющие точно прогнозировать работу клапанов с учётом специфических эксплуатационных факторов, что даёт возможность оптимизировать их конструктивные параметры для повышения общей эффективности работы ШГН.

Таким образом, научная новизна работы заключается в предложении комплексных решений по оптимизации работы клапанов ШГН с использованием турбулизаторов и методов моделирования для повышения надёжности и долговечности насосных систем на нефтяных месторождениях Казахстана.

Практическая значимость исследования:

Практическая значимость данного исследования заключается в разработке и внедрении новых конструктивных решений клапанов штанговых глубинных насосов (ШГН), которые включают применение турбулизаторов для повышения эффективности работы оборудования. Использование турбулизаторов позволяет минимизировать образование отложений, снизить вероятность закупорки клапанов и улучшить условия для пропуска жидкости, что особенно актуально в условиях высокой обводнённости продукции на казахстанских нефтяных месторождениях.

Результаты работы могут быть применены для модернизации насосных систем, что позволит увеличить производительность оборудования, сократить

затраты на его обслуживание и снизить количество аварийных остановок. Разработанные решения также способствуют увеличению срока службы клапанов, что имеет значительное экономическое значение для нефтегазовой отрасли.

Внедрение рекомендаций исследования обеспечит повышение надёжности насосных систем, адаптированных к сложным условиям эксплуатации, и позволит достичь оптимального соотношения между затратами на добычу и эффективностью работы оборудования.

Сведения о метрологическом обеспечении диссертации. При проведении стендовых экспериментальных исследований применялись современные приборы и измерительные средства, прошедшие метрологическую аттестацию и предварительную тарировку с аттестованными приборами, подтвердившую достоверность показаний.

Апробация работы. Результаты теоретических и экспериментальных исследований докладывались на международных научно-практических конференциях (в том числе, и дальнем зарубежье) и семинарах кафедры.

К результатам проведенных исследований проявили интерес в АО «Алматинский завод тяжелого машиностроения» и они могут служить заделом для проведения совместных НИР на договорной основе.

Публикации. За период выполнения работы опубликовано 11 научных статей и докладов, в том числе: 3 статьи - в рецензируемых изданиях, рекомендованных ККСОН; 2 статьи - в международных научных журналах с квартилем Q3, входящие в базу данных Scopus; 5 доклада - на международных научно-практических конференциях и 1 патент РК на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников и приложений.

Объем диссертации составляет 131 страниц машинопечатного текста, 23 таблиц, 39 рисунка, 82 источников списка литературы.

1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА. ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Общие сведения о добыче нефти с применением скважинных штанговых насосных установках (СШНУ)

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ) – это одна из наиболее распространенных технологий механизированной добычи нефти, особенно в условиях, когда пластовое давление недостаточно для естественного подъема нефти на поверхность. Такие установки используются на зрелых месторождениях или в ситуациях, когда дебит скважин снижается.

Большинство месторождений в мире находятся на поздней стадии эксплуатации, когда применяются различные технологические и геологические меры для поддержания уровня добычи нефти. Для сохранения пластового давления используется закачка подтоварной воды, что приводит к тому, что многие скважины производят нефть с высоким содержанием воды, превышающим 90%. При этом значительное количество скважин становится малодебитными.

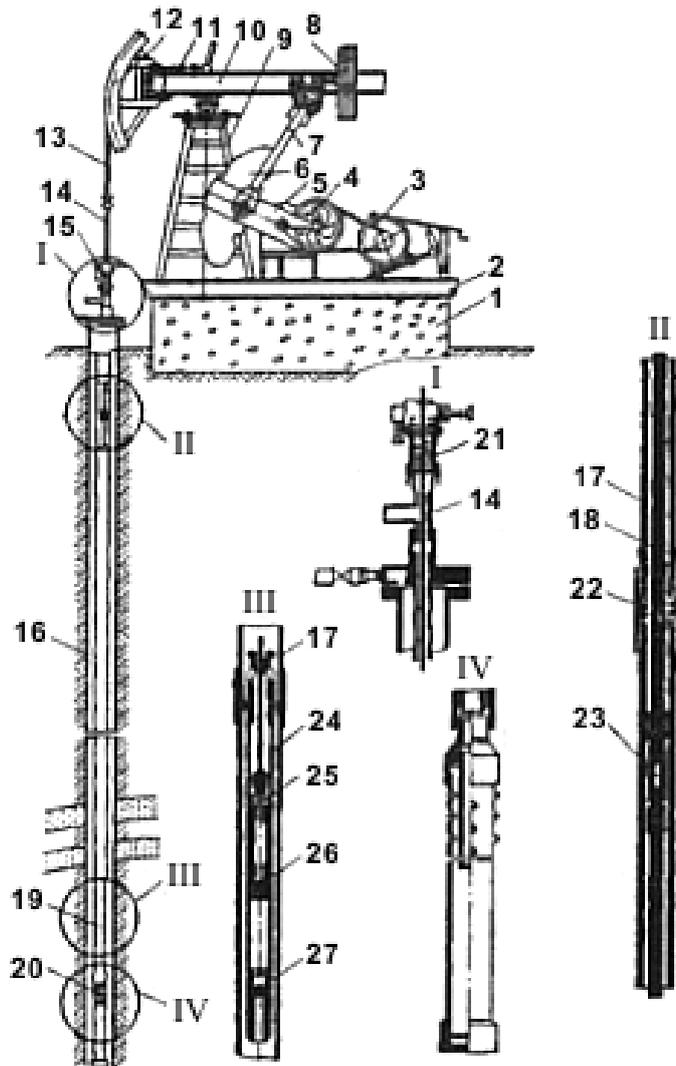
Стратегия разработки месторождений, ориентированная на повышение интенсивности добычи нефти, требует увеличения глубины спуска насосов. В таких условиях значительно возрастает перепад давления на рабочих элементах насосов, что негативно отражается на их коэффициенте полезного действия. Особенно это касается насосов объемного действия, где увеличиваются утечки жидкости через плунжерную пару. Эти утечки становятся более значительными при снижении вязкости жидкости. В некоторых случаях вязкость нефти с высоким содержанием воды может опускаться до 1 мПа·с [4].

Для эксплуатации подобных скважин наиболее широко используется метод добычи нефти с помощью скважинных штанговых насосных установок (СШНУ). В этих установках рабочие элементы, такие как плунжер и цилиндр, подвержены износу, что ведет к увеличению утечек жидкости в процессе работы. Это создает необходимость разработки решений для улучшения конструкции штанговых насосов, чтобы повысить их производительность и увеличить межремонтный период работы скважин в сложных условиях эксплуатации. Более половины действующего фонда скважин оснащено СШНУ. Например, в США с помощью этого метода эксплуатируется 85% скважин, в России – около 53%, а в Казахстане – около 60%.

Различие нефтяных скважин по объему добываемой продукции и требуемой высоте подъема создаёт необходимость в наличии размерного ряда штанговых насосных установок по мощности. Вариативность профилей скважин и состава добываемой продукции требует наличия нескольких конструктивных вариантов внутрискважинных элементов оборудования, которые лучше адаптированы к конкретным условиям эксплуатации. Кроме того, важны различные исполнения этих элементов, особенно тех, что

контактируют с продукцией, с применением материалов, обладающих максимальной износостойкостью, коррозионной устойчивостью и коррозионно-усталостной прочностью при воздействии различных сред [5].

Все штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ) состоят из трёх основных взаимосвязанных частей: привода, установленного на устье скважины; плунжерного насоса, размещенного в глубине скважины; и колонны насосных штанг, которая соединяется с приводом, передающим возвратно-поступательное движение подвижной части насоса для его приведения в действие.



- 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – цилиндр;
 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – груз; 9 – стойка; 10 – баланси́р; 11 – механизм фиксации головки баланси́ра; 12 – головка баланси́ра;
 13 – канатная подвеска; 14 – полированная штанга; 15 – оборудование устья скважины; 16 – обсадная колонна; 17 – насосно-компрессорные трубы; 18 – колонна штанг; 19 – глубинный насос; 20 – газовый якорь;
 21 – уплотнение полированной штанги; 22 – муфта трубная; 23 – муфта штанговая;
 24 – цилиндр глубинного насоса; 25 – плунжер насоса;
 26 – нагнетательный клапан; 27 – всасывающий клапан

Рисунок 1.1 – Штанговая скважинная насосная установка:

В качестве привода для ШСНУ, как в нашей стране, так и за рубежом, наиболее распространены балансирующие станки-качалки. Они состоят из редуктора и двойного четырехзвенного шарнирного механизма, который преобразует вращательное движение кривошипов в поступательное движение балансира. К дуге балансира посредством канатной подвески прикрепляется устьевой шток, соединенный с колонной насосных штанг.

Колонна насосно-компрессорных труб II предназначена для подъема пластовой жидкости на поверхность и соединяет устьевую арматуру с цилиндром глубинного насоса. Она состоит из 17 труб длиной от 8 до 12 м и диаметром от 38 до 100 мм, которые соединены между собой трубными муфтами 22. В верхней части колонны установлен устьевой сальник, обеспечивающий герметизацию насосно-компрессорных труб. Через сальник проходит полированная штанга. Оборудование устья скважины имеет отвод, по которому откачиваемая жидкость направляется в промысловую сеть.

Глубинный штанговый насос III представляет собой насос с одинарным действием. Он состоит из цилиндра 24, прикрепленного к колонне насосно-компрессорных труб, и плунжера 25, соединенного с колонной штанг. Нагнетательный клапан 26 установлен на плунжере, а всасывающий клапан 27 – в нижней части цилиндра.

При необходимости ниже насоса устанавливается газовый IV или песочный якорь. Эти устройства отделяют газ и песок от пластовой жидкости. Газ направляется в затрубное пространство между насосно-компрессорной 17 и обсадной 16 колоннами, а песок осаждается в корпусе якоря.

В процессе работы штанговых насосных установок (ШСНУ) энергия от электродвигателя передается через редуктор к кривошипно-шатунному механизму, который преобразует вращательное движение выходного вала редуктора через балансиры в возвратно-поступательное движение колонны штанг. Связанный с колонной плунжер также движется возвратно-поступательно.

При движении плунжера вверх нагнетательный клапан закрыт давлением жидкости, находящейся над плунжером, и столб жидкости в колонне насосно-компрессорных труб поднимается, что приводит к откачиванию жидкости. В этот момент впускной (всасывающий) клапан открывается, и жидкость заполняет пространство цилиндра насоса под плунжером.

Когда плунжер движется вниз, всасывающий клапан закрывается под воздействием давления столба откачиваемой жидкости, а нагнетательный клапан открывается, позволяя жидкости перетекать в надплунжерное пространство цилиндра.

Откачиваемая жидкость выводится из колонны через боковой отвод устьевого сальника и направляется в промысловую сеть.

Для выявления наиболее слабых элементов конструкции насоса необходимо провести анализ отказов штанговых насосов [6].

1.2 Краткие сведения о конструктивных особенностях, достоинствах и недостатках СШНУ

Скважинные штанговые насосы (СШН) представляют собой вертикальные устройства одинарного действия с шариковыми клапанами, неподвижным цилиндром и металлическим плунжером. Они предназначены для откачки жидкости из нефтяных скважин с определенными характеристиками: температура до 403° К, обводненность не более 99% по объему, вязкость до 0,3 Па·с, минерализация воды до 10 г/л, содержание механических примесей до 35 г/л, объемное содержание свободного газа на входе насоса не превышает 25%, сероводород – не более 50 мг/л, а уровень рН жидкости находится в пределах 4,2–8,0.

СШН изготавливаются в соответствии с ГОСТ 31835-2012 "Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования" (соответствует стандарту API spec. 11AX) и СТ АО 931240000141-001-2010 [7].

Основные параметры жидкости, для которой предназначены данные насосы:

- Температура – до 403° К;
- Обводненность – не более 99% по объему;
- Вязкость – до 0,3 Па·с;
- Минерализация воды – до 10 г/л;
- Содержание механических примесей – до 35 г/л;
- Объемное содержание свободного газа на приеме насоса – не более 25%;
- Сероводород – не более 50 мг/л;
- Уровень рН – от 4,2 до 8,0.

Плотность откачиваемых жидкостей варьируется в зависимости от диаметра насоса и выражается в г/см³.

Классификация СШН:

- 1) По способу крепления к колонне НКТ:
 - Вставные (НВ) насосы;
 - Невставные (НН) насосы.
- 2) По исполнению цилиндра:
 - Б – безвтулочный с цельным толстостенным цилиндром;
 - С – втулочный, с составным цилиндром.
- 3) По конструктивным особенностям и функциональному назначению:
 - Т – с полым штоком для подъема жидкости по колонне штанг;
 - А – с устройством для сцепления насосных штанг с плунжером (только для насосов типа НН);
 - Д1 – одноплунжерные, обеспечивающие откачку высоковязкой жидкости;
 - Д2 – с двухплунжерной системой и двухступенчатым сжатием жидкости;

- У – с разгруженным цилиндром, снижающим циклические нагрузки (для насосов НН2).

4) По стойкости к агрессивной среде:

- Нормальные (без обозначения) – для сред с содержанием механических примесей до 1,3 г/л;

- И – абразивостойкие, для сред с содержанием механических примесей более 1,3 г/л.

5) Условный диаметр насоса измеряется в миллиметрах: 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95 и 102 мм. Он зависит от диаметра плунжера, который может варьироваться в небольших пределах, например, для насоса с условным диаметром 32 мм фактический диаметр плунжера может составлять от 31,9 до 32,425 мм.

6) Максимальный ход плунжера – указывается в миллиметрах, уменьшенных в 100 раз.

7) Напор – указывается в метрах водяного столба, уменьшенных в 100 раз.

8) Группа посадки – определяется по зазору между плунжером и цилиндром и классифицируется на группы 0, 1, 2, 3 в зависимости от увеличения зазора.

Основные компоненты ШСНУ:

1) Скважинный штанговый насос (плунжерный насос) – погружаемое в скважину устройство, которое выполняет функцию подъема нефти. Он располагается в нижней части скважины и соединен с наземной частью через колонну насосных штанг.

2) Насосные штанги – металлические стержни, которые передают возвратно-поступательное движение от привода на поверхности к плунжерному насосу в скважине. Они могут достигать значительной длины в зависимости от глубины скважины.

3) Станок-качалка (привод) – механическая установка на поверхности, которая преобразует вращательное движение двигателя в возвратно-поступательное движение, передаваемое через насосные штанги к скважинному насосу.

4) Устьевая арматура – комплект оборудования, устанавливаемого на устье скважины для управления потоком нефти и обеспечения герметичности.

Принцип работы:

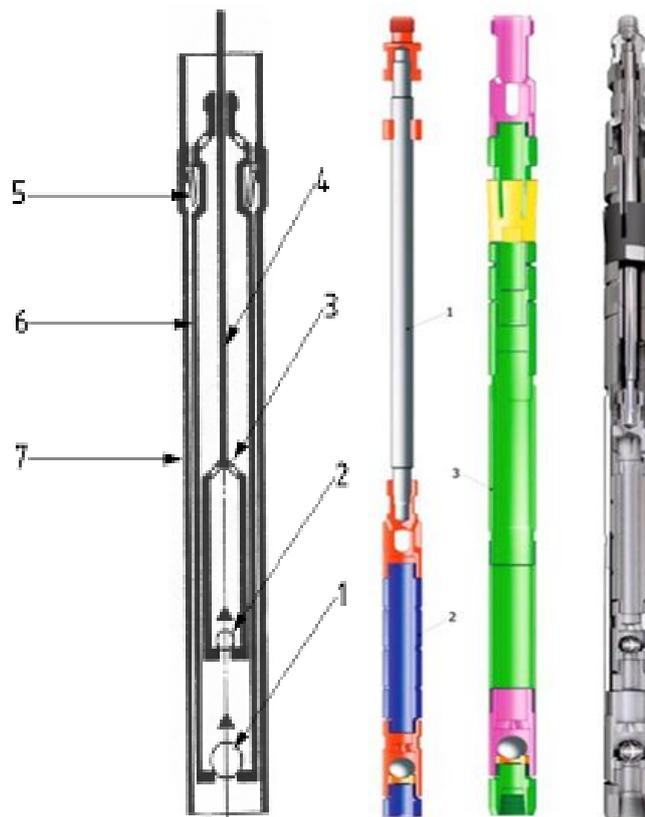
1) Возвратно-поступательное движение: Станок-качалка на поверхности приводит в движение насосные штанги, которые, в свою очередь, заставляют плунжер насоса двигаться вверх и вниз внутри цилиндра.

2) Работа насоса: Когда плунжер поднимается, создается зона низкого давления, в результате чего нефть из пласта заполняет цилиндр. Когда плунжер опускается, клапаны насоса открываются и закрываются, подавая нефть выше по колонне насосных штанг.

3) Подача нефти: Нефть поднимается на поверхность через колонну насосных штанг и по выкидной линии направляется в систему сбора [8].



Рисунок 1.2 – Станок каалка



1 - всасывающий шариковый клапан; 2 – нагнетательный шариковый клапан;
3 – плунжер; 4 – шток; 5 – канал соединения с надплунжерную полость;
6 – цилиндр; 7 - колонна НКТ

Рисунок 1.3 – Устройство скважинного штангового насоса

1.3 Анализ условий эксплуатации скважин оборудованных СШНУ

Одной из причин снижения показателей добычи нефти в последние годы в Республике Казахстан и мире является то, что существующие мощности и технологии, применяемые нефтедобывающими компаниями, не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов.

Количество месторождений с высокой степенью выработки и обводнённостью запасов возросло. Опережающая разработка высокопродуктивных залежей привела к накоплению на балансе низкодебитных объектов. Себестоимость добычи нефти из малодебитных скважин значительно выше средней себестоимости нефти, добываемой на промыслах. Таким образом, задача повышения технико-экономических показателей эксплуатации малодебитных скважин остаётся актуальной и важной в области техники и технологии добычи нефти [9].

Современная нефтедобыча характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в мировой структуре сырьевых ресурсов. Компонентный состав твёрдых и жидких отложений, имеющих в настоящее время, демонстрирует резкий рост содержания твёрдых составляющих, гидратов, солей и продуктов коррозии.

Основной метод эксплуатации действующих скважин на месторождении «Узень» – это штанговые насосные установки (ШГН), которые составляют 99,2% от общего числа. На их долю приходится 97,7% всей добываемой нефти.

Основные показатели работы скважинных штанговых насосов (коэффициент наполнения, срок службы штанг и глубинного насоса, межремонтный период) улучшаются при увеличении длины хода плунжера. Поэтому перед разработчиками новой техники для эксплуатации скважин в нормальных технико-технологических условиях и при добыче нефти с аномальными свойствами стоит задача создания более эффективных штанговых насосных установок.

Фонд добывающих скважин насчитывает 3650 единиц, из которых 3614 (99%) функционируют с использованием скважинных штанговых насосов (СШНУ), обеспечивая 97,7% общей добычи нефти.

На месторождении «Узень» в настоящее время применяется разнообразное оборудование для механизированной добычи нефти, однако основную часть составляют именно СШНУ с различными типами приводов.

Анализ причин отказов СШНУ выявил, что 15-30% отказов обусловлены потерей герметичности плунжера и клапанных пар насосов. Это связано с высоким содержанием парафина и механических примесей в добываемой нефти. Средний межремонтный период (МРП) составляет от 100 до 150 суток [10].

Согласно данным нефтепромысловых управлений, средний межремонтный период составляет около 100-150 суток, что приводит к увеличению числа простаивающих скважин и росту затрат на подземные

Подземное оборудование скважинных штанговых насосов (СШНУ) в основном представлено вставными (НВ) и не вставными насосами (НН) диаметром 44 мм (типы НВ1Б-44 и НН2Б-44) и 70 мм (типы НВ2Б-70 и НН2Б-70). Также в небольшом количестве используются насосы ННШ-70-60-15-2гр, которые имеют не извлекаемый увеличенный всасывающий клапан с условным диаметром 70 мм, ходом плунжера 6 м, частотой ходов 10 в минуту и напором не менее 1500 м; они применяются с цепным приводом ПЦ-80-6-1/4.

1.3.1 Насос вставной с верхним механическим креплением

Насосы данного типа выпускаются по СТ АО 931240000141-001-2010 [12]. Конструктивная схема насоса – классическая, предусматривающая цельный толстостенный цилиндр с удлинителями, цельнометаллический жесткий плунжер и шариковые клапаны. Параметры насоса соответствуют требованиям международного стандарта API и отечественных нормативных документов [13].

СШН поставляются в сборе, а также в виде отдельных узлов и деталей. Основная деталь СШН – цельный толстостенный цилиндр – изготавливается из прецизионной трубы в кооперации с металлургическими и трубными заводами. Рабочая поверхность цилиндра подвергается азотированию (толщина слоя 0,2-0,5 мм, твердость 870–1280 HV).

Плунжеры СШН – цельнометаллические, длиной от 1200 до 1800 мм, сопрягаются с цилиндром по одной из пяти групп посадок. Допуск прямолинейности плунжера 0,05 мм на длине 1200 мм. Упрочнение наружной поверхности плунжера, осуществляется газопламенным напылением износостойким порошком.

Клапаны СШН комплектуются парами «седло–шарик» из нержавеющей подшипниковой стали, «стеллита» и для обеспечения герметичности попарно притираются.

Насос НВ1 включает цилиндр, плунжер, замок, нагнетательный, всасывающий и противопесочный клапаны. Всасывающий клапан ввернут в нижний конец цилиндра, а нагнетательный - плунжера.

Насос НВ2 в отличие от насоса НВ1 имеет замок в нижней части цилиндра. Насос сажается на замковую опору нижним концом. Это освобождает цилиндр насоса от циклической растягивающей нагрузки и позволяет значительно увеличить глубину подвески насосов. Максимальная глубина спуска насосов НВ1 не превышает 2500 м, то для насосов НВ2 она составляет 2500 - 3000 м [14].

1.3.2 Насос не вставной с верхним механическим креплением

Насосы данного типа производятся в соответствии с СТ АО 931240000141-001-2010. Насосы типа НН2 являются не вставными, оснащёнными втулочным цилиндром, ловителем всасывающего клапана и

нагнетательным клапаном, расположенным в нижней части проходного плунжера.

У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана устанавливается в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ). Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапанами опускается в скважину на штангах и вводится внутрь цилиндра. Плунжер соединён с шариком всасывающего клапана с помощью специального штока.

Недостатком невставного скважинного насоса (НСН) является сложность его сборки в скважине, а также трудности и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения возможных неисправностей. НСН представляют собой цилиндр, который присоединяется к НКТ и опускается в скважину вместе с ними, в то время как плунжер поднимается и опускается на штангах. Такие насосы целесообразны для скважин с высоким дебитом, небольшой глубиной установки и длительным межремонтным периодом [15].

Спецификация базовых типов насоса приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Спецификация базовых типов насосов

| Тип насоса | Плунжерное уплотнение | | | Манжетное уплотнение насосов | |
|---|-----------------------|--------------|------------------|------------------------------|--------------|
| | безвулочных насосов | | вулочных насосов | толстостенных | тонкостенных |
| | толстостенных | тонкостенных | | | |
| 1 Вставные насосы | | | | | |
| 1.1 Неподвижный цилиндр, верхний якорь | НВ1Б | НВ1Т | НВ1С | НВ1Бм | НВ1Тм |
| 1.2 Неподвижный цилиндр, нижний якорь | НВ2Б | НВ2Т | НВ2С | НВ2Бм | НВ2Тм |
| 1.3 Подвижный цилиндр, нижний якорь | НВ2Ц | НВ2ЦТ | - | - | - |
| 1.4 Неподвижный дифференциальный цилиндр, верхний якорь, для от качки вязкой жидкости | НВ1Д1Б | НВ1Д1Т | - | НВ1Д1Бм | НВ1Д1Тм |
| 1.5 Неподвижный дифференциальный (ступенчатый) цилиндр, верхний якорь, для от качки газированной жидкости | НВ1Д2Б | НВ1Д2Т | - | НВ1Д2Бм | НВ1Д2Тм |
| 2 Невставные (трубные) насосы | | | | | |
| 2.1 Плунжер с захватным штоком всасывающего клапана | - | - | НН1С | - | - |
| 2.2 Плунжер с захватом всасывающего клапана | НН2Б | НН2Т | НН2С | - | - |
| 2.3 Плунжер с автосцепом и сливным клапаном | ННАБ | - | - | ННАБм | - |

1.4 Основные причины влияющие на эффективность работы скважинных штанговых насосов

Эффективность насосной добычи во многом зависит от условий, способствующих снижению затрат на обслуживание, а также от правильного выбора и приобретения промышленного оборудования. Это касается, прежде всего, глубинных насосов, насосно-компрессорных труб и насосных штанг, так как именно они подвержены наибольшему износу. Их состояние существенно влияет на работу штанговой насосной установки и её продуктивность [16].

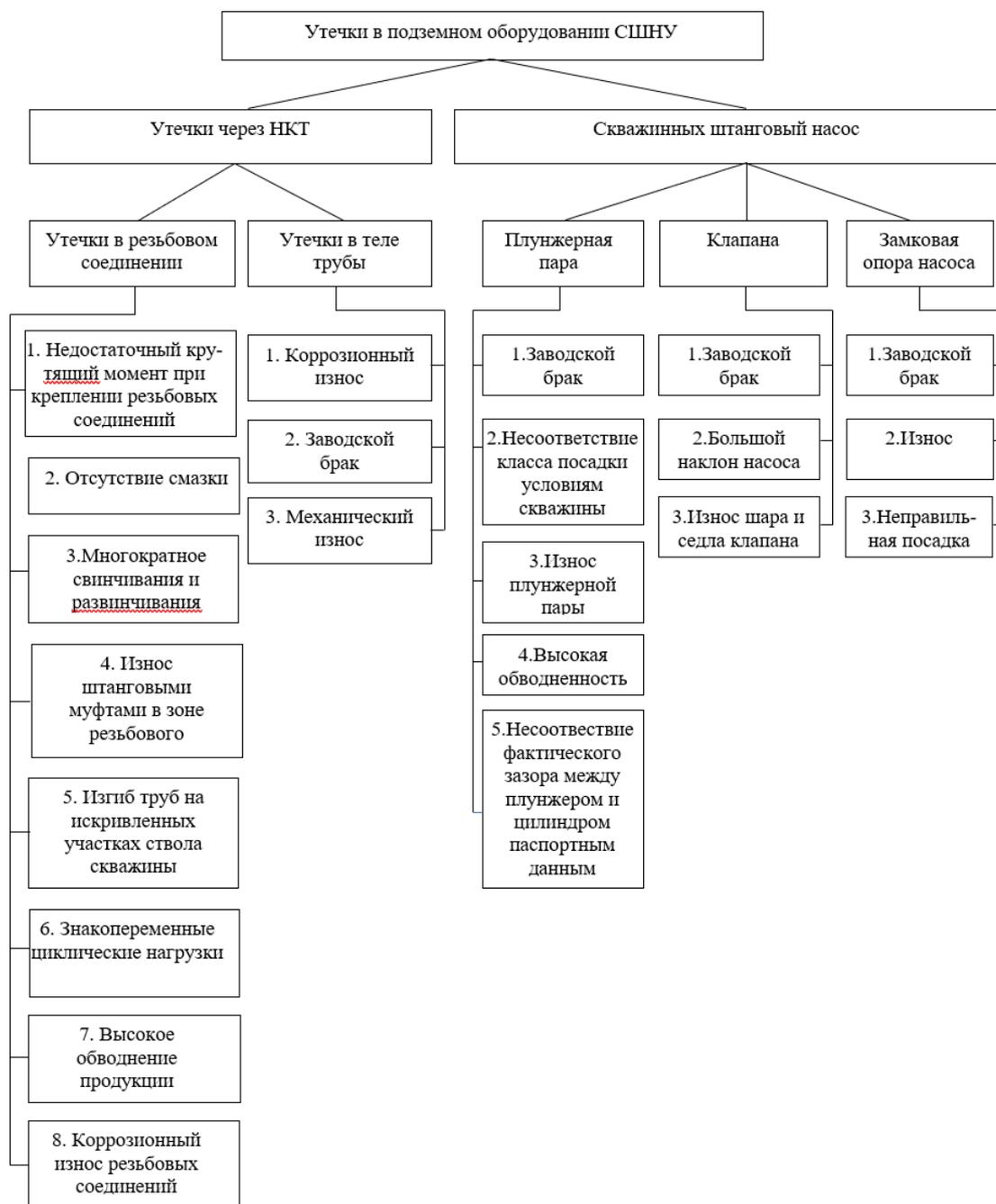


Рисунок 1.5 – Причины утечек в подземном оборудовании СШНУ

На современном этапе разработки нефтяных месторождений наблюдается неблагоприятная геолого-технологическая структура запасов, в которой до 65 % составляют трудноизвлекаемые ресурсы. В результате этого снижается дебит добывающих скважин. Наиболее распространенными являются установки скважинных штанговых насосов (УСШН), которые используются на около 60 % нефтяных скважин. Их преимущества по сравнению с другими типами установок заключаются в простоте конструкции, высокой надежности и возможности проведения ремонта в полевых условиях. При низких подачах скважинные штанговые насосы (СШН) демонстрируют более высокий коэффициент полезного действия (КПД) по сравнению с насосами других типов.

УСШН состоят из трансмиссии, двигателя, насоса и преобразующего механизма. Двигатель, трансмиссия и механизм, преобразующий вращательное движение в поступательное, обеспечивают работу привода насоса (ПСШН). Привод позволяет регулировать режим эксплуатации, изменяя длину хода плунжера насоса и количество качаний. Из всех видов ПСШН наибольшее распространение получили станки-качалки (СК) [17].

В настоящее время нефтяные месторождения находящиеся на глубине 3000-3500 м, характеризуются уменьшением запасов нефти. Это связано с падением пластового давления и, как следствие, низкой производительностью скважин. На больших глубинах увеличивается количество искривленных участков скважины, в которых колонна насосных штанг работает в режиме полусухого трения. Увеличение кривизны скважины является одной из причин повышения нагрузок на элементы УСШН.

Кроме того, наличие механических примесей в продукции скважины, а также увеличение глубины спуска насоса, кривизны и угла наклона ствола также усугубляет процесс добычи нефти и приводит к росту нагрузок в элементах привода СШН.

Во многих исследованиях отмечается тенденция к сокращению срока службы насосов, что связано с ухудшением условий их эксплуатации. Это обусловлено увеличением глубин спуска скважинных штанговых насосов (СШН), прогрессирующей обводнённостью продукции скважин, усилением коррозионных свойств откачиваемой жидкости и рядом других факторов, представленных на рисунке 1.5.

Среди причин утечек в подземном оборудовании СШНУ, показанных на рисунке 1.5, в первую очередь нас интересуют утечки в скважинных штанговых насосах, особенно в клапанном узле насоса. Наиболее эффективным способом увеличения срока службы штанговых глубинных насосов является повышение их износостойкости. Это позволит сохранить первоначальный зазор между плунжером и цилиндром насоса, а также клапанной парой, что поможет избежать увеличения утечек продукции скважин в процессе эксплуатации. Однако для повышения износостойкости необходимо использовать высокопрочные сплавы для изготовления трущихся деталей насосов, что может оказаться экономически нецелесообразным из-за

их высокой стоимости. Следовательно, основным направлением снижения эксплуатационных затрат является определение и поиск нетрадиционных способов уменьшения утечек в подземной части традиционного насосного оборудования скважин.

Основной причиной утечек в плунжерной паре и клапанном узле скважинных штанговых насосов является износ, который возникает из-за механических примесей, содержащихся в перекачиваемой жидкости, прежде всего песка. Ключевыми факторами, определяющими величину утечек откачиваемой жидкости через зазор, являются перепад давления на торцах плунжера и величина этого зазора. Перепад давления увеличивается с ростом глубины подвески насоса и с уменьшением давления на его приёме, что характерно для глубоких малодебитных скважин или скважин с низким коэффициентом продуктивности [18].

1.5 Анализ отказов подземного оборудования штанговых установок

В исследованиях [19] представлены результаты анализа причин отказов подземного оборудования СШНУ, основанные на выборке из 10 тыс. отказов, отражённых на рисунке 1.6.

Как видно из рисунка 1.6, основная причина отказов – обрыв колонных штанг, на втором месте находятся отказы, связанные с неисправностями клапанных узлов, а на третьем – утечки из-за не герметичности пары цилиндр-плунжер.

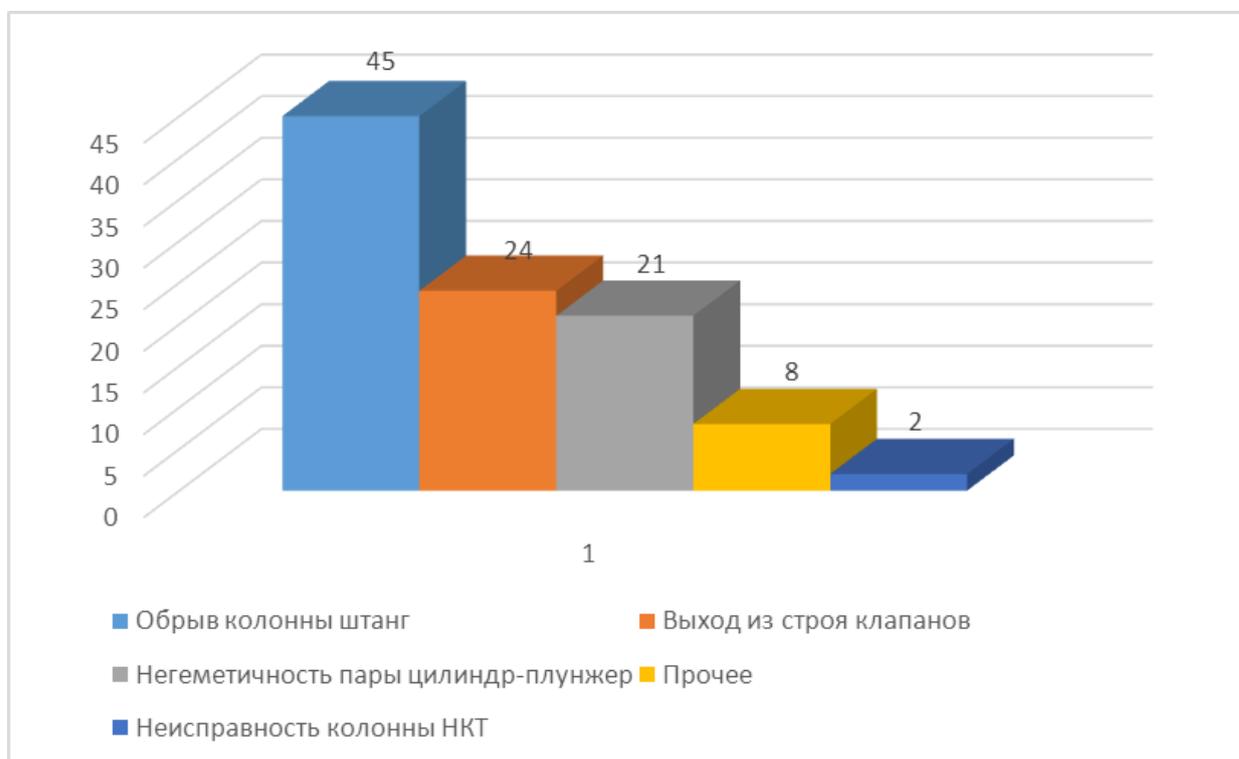


Рисунок 1.6 – Причины отказов штанговых установок

Возвратно-поступательные движения колонны штанг вызывают её трение о внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб, что приводит к износу трущихся поверхностей и возникновению дополнительных осевых нагрузок в штангах и резьбовых соединениях. Кроме того, сложная инклинометрия ствола скважины способствует развитию трения [20].

Как уже упоминалось ранее, большое количество механических примесей в насосе приводит к быстрому износу пары цилиндр-плунжер и клапанов. Абразивные частицы проникают в зазор между цилиндром и плунжером, вызывая истирание поверхности, увеличение утечек через зазор и заклинивание пары.

Клапаны штанговых насосов являются ключевым узлом, от которого зависит работоспособность всего насоса. Они подвержены одновременно механическому, коррозионному и эрозионному износу. В клапанных узлах накапливаются песок, парафин, смолы, соли и другие продукты, выносимые из пласта. Это приводит к необходимости частого подъема насосов для замены или ревизии клапанных узлов.

Клапаны испытывают механический, коррозионный и эрозионный износ. В них накапливаются песок, парафин, смолы, соли и другие продукты выноса из пласта, что часто приводит к необходимости подъема насосов для их замены или ремонта. Стоимость операций по спуску и подъему насосов значительно превышает стоимость самих насосов, не учитывая при этом потери от недоотгруженной нефти из-за простоев. Малые проходные сечения клапанов как отечественных, так и импортных насосов являются причиной высокого гидравлического сопротивления, что, в свою очередь, приводит к частым обрывам и зависаниям штанг, заклиниванию плунжера, снижению КПД насоса и его выходу из строя.

Шариковые клапаны широко используются в серийных насосах, однако у них есть ряд недостатков. Во-первых, площадь контакта запорного элемента с седлом испытывает сильную нагрузку, что приводит к его быстрому износу. Шар останавливается на седле с значительным запозданием, что особенно критично при добыче вязкой нефти и в наклонно-направленных скважинах. В направляющей клетке шар может застревать, когда в ее полости образуется слой высоковязкой эмульсии, или не садиться на седло, если угол отклонения оси клапана от вертикали превышает определенное значение. Шариковые клапаны не всегда являются наиболее эффективной конструкцией для эксплуатации штанговых насосов. Поэтому клапанный узел штангового насоса требует особого внимания для повышения эффективности работы насосного оборудования. Чтобы определить слабые и сильные стороны каждой конструкции, следует рассмотреть различные виды клапанных узлов, используемых в нефтегазовой отрасли [21].

В настоящее время запасы легко извлекаемой нефти как в Казахстане, так и за границей существенно истощены, а условия добычи становятся всё более сложными. Каждым годом компаниям, занимающимся добычей нефти, требуется всё большее количество оборудования, способного работать в

сложных эксплуатационных условиях. Это также касается штанговых насосных установок, которыми оснащено около 40% нефтяных скважин в России. Эти насосные установки получили широкое распространение в мировой практике добычи нефти благодаря таким преимуществам, как:

- простота конструкции;
- легкость обслуживания и ремонта в условиях эксплуатации;
- возможность регулировки добычи;
- минимальное влияние физико-химических свойств перекачиваемой жидкости на работу установки;
- высокий коэффициент полезного действия и низкое потребление энергии;
- возможность работы в скважинах малого диаметра, включая скважины с боковыми стволами небольшого диаметра;
- способность функционировать в скважинах со сложной инклинометрией.

Тем не менее, эксплуатация этих насосов сталкивается с различными проблемами, связанными с отказами отдельных компонентов установки, такими как:

- обрывы и повороты колонны штанг;
- утечки в клапанных узлах;
- износ колонн штанг и НКТ;
- некачественное выполнение работ на скважине;
- утечки в паре «цилиндр – плунжер»;
- проблемы, вызванные условиями пластов (отложения солей, парафина, смол, механических примесей, коррозия).

Отказы, связанные с негерметичностью клапанных узлов, составляют около 30% от общего числа сбоев в работе скважинных штанговых насосных установок (СШНУ), поэтому задача повышения эффективности работы клапанных устройств штанговых насосов остается актуальной. Несмотря на большое разнообразие существующих конструкций клапанов, в более чем 95% СШНУ используются клапаны с шаровыми запорными элементами, которые обладают достаточно простой конструкцией и зарекомендовали себя при различных условиях эксплуатации [22].

На сегодняшний день существует множество компаний, занимающихся производством шаровых клапанов, и каждая из них вносит свои изменения в конструкцию клапана, а именно:

- 1) Использует специальные материалы для седел и шаров;
- 2) Модернизирует геометрию посадочной поверхности седла;
- 3) Варьирует диаметр проходного сечения седла и диаметр шара.

Поскольку каждая фирма-производитель заявляет о своей продукции как о «лучшей для использования в сложных эксплуатационных условиях», возникает необходимость определения реальных, а не рекламных рабочих показателей шаровых клапанных устройств СШНУ. К таким рабочим показателям можно отнести:

- герметичность клапанной пары в момент поставки и в течение срока службы оборудования;
- гидравлические сопротивления клапана при работе с реальной пластовой жидкостью;
- износостойкость клапанного узла при эксплуатации на реальной пластовой жидкости;
- силы удара шара по седлу при работе с различными скоростями откачки.

Некоторые из этих показателей можно определить с помощью математического моделирования, в то время как другие требуют проведения стендовых и натурных испытаний.

Учитывая, что клапанные пары разных производителей имеют свои конструктивные особенности, для получения рабочих характеристик каждой из них была разработана методика испытаний клапанных узлов СШНУ, включающая три этапа:

- 1) Определение геометрических характеристик и герметичности клапанной пары до испытаний на износ;
- 2) Испытания клапанной пары на износ;
- 3) Определение геометрических характеристик и герметичности клапанной пары после испытаний на износ.

В настоящее время в Казахстане и за рубежом запасы легко извлекаемой нефти во многом истощены, а условия добычи нефти постоянно усложняются. С каждым годом компаниям, занимающимся добычей нефти, необходимо все большее количество оборудования, которое может работать в сложных условиях эксплуатации. Это относится и к штанговым насосным установкам, которыми в Казахстане оснащено около 40% нефтяных скважин [23]. Эти насосные установки получили широкое распространение в мировой нефтяной практике благодаря таким факторам, как:

- простота конструкции;
- простота обслуживания и ремонта в промысловых условиях;
- возможность регулирования добычных возможностей;
- малое влияние на работу ШГНУ физико-химических свойств откачиваемой жидкости;
- высокий КПД, низкое энергопотребление;
- возможность эксплуатации скважин малых диаметров, в т.ч. скважин с боковыми стволами малого диаметра (БСМД);
- возможность работы в скважинах со сложной инклинометрией.

Эксплуатация этих насосов осложняется рядом проблем, связанных с отказами отдельных элементов установки:

- отказы, связанные с обрывом и отворотом колонны штанг;
- отказы, связанные с негерметичностью клапанных узлов;
- отказы, связанные с износом колонн штанг и НКТ;
- отказы, связанные с некачественным проведением работ на скважине;
- отказы, связанные с негерметичностью пары «цилиндр – плунжер»;

- отказы, связанные с пластовыми условиями (отложения солей, парафина, смол, механических примесей, коррозия).

Отказы, связанные с негерметичностью клапанных узлов, составляют около 30% от общего количества отказов скважинных штанговых насосных установок (СШНУ), в связи с чем задача повышения эффективности работы клапанных устройств штанговых насосов является довольно актуальной. Несмотря на большое количество существующих конструкций клапанов, в настоящее время более чем в 95% СШНУ устанавливаются клапаны с шаровыми запорными элементами. Они имеют довольно простую конструкцию и хорошо себя зарекомендовали при разных условиях [24].

1.6 Постановка цели и задач исследования

Цель исследования направлена на повышение эффективности эксплуатации скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) при сложных эксплуатационных условиях, характерных для зрелых нефтяных месторождений Казахстана. Основной задачей является разработка усовершенствований, которые помогут увеличить межремонтные периоды оборудования и снизить частоту отказов. Специфика работы штанговых насосов, используемых для добычи нефти в условиях высокой обводненности и наличия механических примесей, требует повышенной надежности и износостойкости. В то же время важно, чтобы модернизация насосного оборудования оставалась экономически целесообразной, учитывая затраты на изготовление и обслуживание.

На основании анализа текущего состояния нефтедобывающих процессов были определены ключевые задачи исследования:

1) Анализ отказов и эксплуатационных характеристик СШНУ. Основные проблемы, возникающие в работе СШНУ, включают частые утечки в клапанных узлах, износ плунжерных и цилиндрических пар, механическое повреждение штанг и обрывы колонн. Отказы клапанов, которые составляют значительную часть отказов, требуют разработки улучшений, направленных на повышение герметичности клапанных пар и их устойчивости к абразивному износу.

2) Разработка конструктивных решений для повышения эффективности клапанных узлов. Одной из задач является оптимизация шариковых клапанов, которые применяются в большинстве насосных установок. Модификации могут включать применение новых материалов, изменение геометрии и конструктивных особенностей клапанов для улучшения их износостойкости и уменьшения утечек.

3) Исследование методов увеличения долговечности плунжерных и цилиндрических пар. В условиях повышенной обводненности и наличия механических примесей в продукции происходит интенсивный износ основных рабочих элементов насоса. Исследование фокусируется на

увеличении стойкости материалов к коррозионным и механическим воздействиям, а также на снижении трения между плунжером и цилиндром.

4) Моделирование эксплуатационных условий и определение оптимальных характеристик оборудования. Для обеспечения надежности работы СШНУ важно учитывать геолого-физические условия, такие как пластовое давление, состав добываемой продукции, глубину установки насоса и кривизну скважин. С помощью математического моделирования предполагается определить оптимальные параметры насосного оборудования, обеспечивающие его устойчивость к нагрузкам и минимизирующие риск отказов.

5) Оценка экономической эффективности предложенных конструктивных решений. Улучшение конструктивных элементов СШНУ должно не только повышать надежность, но и быть экономически обоснованным. Поэтому одной из задач является разработка методики оценки затрат на модернизацию оборудования и расчет экономической выгоды от внедрения новых конструктивных решений.

Реализация целей и задач исследования позволит снизить эксплуатационные расходы за счет уменьшения количества подземных ремонтов и увеличения срока службы насосов.

Выводы по первому разделу

1) Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ) остаются одной из ключевых технологий для механизированной добычи нефти, особенно в условиях зрелых нефтяных месторождений с высоким уровнем обводненности и наличием механических примесей в добываемой продукции.

2) Основными причинами отказов подземного оборудования СШНУ являются износ плунжерных пар, клапанных узлов и насосных штанг, обусловленный воздействием механических примесей и высоких рабочих нагрузок, а также геолого-физическими особенностями скважин, такими как глубина и сложная инклинометрия.

3) Шариковые клапаны, широко используемые в серийных насосах, обладают высокой простотой конструкции, но демонстрируют ограниченную герметичность и износостойкость при эксплуатации в сложных условиях. Это требует поиска новых конструктивных решений, таких как использование более устойчивых материалов и оптимизация геометрии клапанов.

4) Задача повышения эффективности работы СШНУ требует проведения комплексного анализа отказов оборудования, разработки усовершенствованных конструкций рабочих элементов и оценки их экономической целесообразности.

5) Для повышения надежности СШНУ в условиях высокой обводненности и содержания абразивных частиц предложено использовать современные методы математического моделирования и экспериментальные испытания, направленные на улучшение долговечности ключевых компонентов насосов.

б) Цели исследования направлены на снижение эксплуатационных затрат за счёт увеличения межремонтных периодов и повышения общей надёжности оборудования. Это особенно актуально для зрелых месторождений Казахстана, где доля СШНУ в эксплуатации составляет более 60%.

2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ КЛАПАНОВ СШНУ

2.1 Теоретические исследования в области гидравлических процессов работы клапанов

Расчетами и определением характеристик работы клапанов занимались многие ученые. Первым в данной сфере был Пирвердян А.М., опираясь на гидравлические расчеты запорных элементов им была разработана теория шарикового клапана глубинного штангового насоса, которая учитывала: перемещение запорного элемента вдоль оси седла, геометрические характеристики клапана. На выходе Пирвердян А.М. получил дифференциальное выражение для расчета скорости посадки запорного элемента (2.1):

$$\frac{dh_1}{dt} + \frac{h_1^2 + r_0^2 - R^2}{Rr_0} \varepsilon v_{щ} = \frac{Fw_2S}{2f_0} \sin(w_2t) \quad (2.1)$$

где:

h_1 - расстояние центра шара от седла при его подъеме или опускании, мм;

r_0 - радиус отверстия в седле клапана, мм;

R - радиус шара, мм;

ε - коэффициент сжатия струи, проходящей через щель;

$v_{щ}$ - скорость жидкости в щели клапана, м/с;

F - площадь сечения плунжера, м²;

w_2 - угловая скорость вала, рад/с;

S - длина хода плунжера, м;

f_0 - площадь седла клапана, м².

Далее была получена зависимость величины подъема шарика (2.2) и из нее было получено выражение описывающее скорость посадки запорного элемента (2.4) [25].

$$h = \frac{F\omega SRr_0}{4h_0f_0\varepsilon v_{щ0}} \sin(\omega t) - \frac{F\omega^2 SR^2 r_0^2}{Sh_0^2 f_0 \varepsilon^2 v_{щ0}^2} \quad (2.2)$$

Где:

$$h_0 = \sqrt{R^2 - r_0^2};$$

$$v_{щ0} = \sqrt{\frac{2gQ_{ш}(\gamma_1 - \gamma)}{\lambda_0 f_0 \gamma}} \quad (2.3)$$

где:
 $Q_{ш}$ – объем шарика, м³;
 λ_0 – среднее значение коэффициента, зависящее от размеров клапана и седла;
 γ_1, γ – плотность жидкости и шара, кг/м³.

$$v_{\text{пос}} = C \frac{Fn^2 S \gamma^{0,5}}{Q_{ш}^{0,5} (\gamma_1 - \gamma)^{0,5}} \quad (2.4)$$

где:
 C - коэффициент пропорциональности, зависящий от размеров клапана и его конструкции.

Данная формула (2.4) учитывает только движение шара относительно седла, то есть предназначена для расчета скорости элемента, имеющего одну степень свободы. Но шар в клапанном узле имеет шесть степеней свободы, он может вращаться и перемещаться вдоль поверхности седла [26].

Немного позже расчетом показателей работы клапанных узлов занимался Давлетшин Х.Г. [27]. На основе экспериментальных данных им была получена теория, учитывающая все шесть степеней свободы запорного элемента. Данная теория является более точной, как как учет вращения запорного элемента является важным фактором в работе клапана.

На рисунке 2.1, представлена схема шарикового клапана с основными геометрическими размерами.

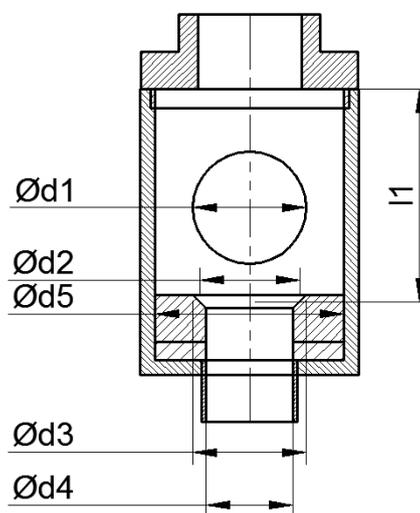


Рисунок 2.1 – Схема шарикового клапана

Опираясь на расчеты Пирвердяна А.М. Давлетшин Х.Г. получил формулу (2.5) расчета высоты подъема запорного элемента. Допущениями в расчете являлись: постоянство коэффициента расхода, равенство расхода жидкости, вытесняемой клапаном [28].

$$h = \sqrt{\frac{RFS\omega}{2\mu b} \left(\sin(\omega t) - \frac{r^2 \omega \cos(\omega t) \sqrt{2\mu - b}}{2\sqrt{RFS\omega \sin(\omega t) + 2\mu b h_0^1}} \right)} + h_0^1 + h_0 \quad (2.5)$$

где:

$$b = \sqrt{2g\pi \frac{G}{\gamma}}$$

μ – коэффициент расхода через клапан;

G – вес шарика и жидкости;

$G = (1 - \frac{\gamma}{\gamma_1}) \gamma_1 \frac{\pi d_1^3}{6}$ – вес шарика и жидкости, Н;

d_1 – диаметр шара, мм;

Теория, разработанная Давлетшиным Х.Г. далее была уточнена Зайцевым В.И. Который в свою очередь получил уравнение движения шарового клапана и на основе его анализа – формулы для случая работы клапана с постоянной посадочной скоростью и постоянным углом запаздывания посадки шара о седло.

В дальнейшем расчетами теории работы клапанов занимались: Степанова И.С. [29], Захаров Б.С. [30], Захаров И.Б. [31], Молчанова А.Г. [32], Ивановский В.Н. [33].

В работе Степанова И.С. отмечено, что процесс протока жидкости через клапан имеет довольно сложный характер, так как скорость течения очень большая. Жидкость, поступающая в клапан, встречает на своем пути ряд видов сопротивления: сопротивление от трения о стенки, местные сопротивления от всех геометрических параметров клапана. Вести расчет каждого вида сопротивления не имеет смысла, так как они влияют на друг друга. Поэтому Степановой И.С. было предложено рассчитывать величину гидравлического сопротивления как для системы (2.6).

$$h = \xi_{\text{кл}} \frac{v_0^2}{2g} \quad (2.6)$$

где:

$\xi_{\text{кл}}$ – коэффициент сопротивления клапанного узла;

v_0 – скорость жидкости в сечении седла клапана, м/с.

Но так как величина $\xi_{\text{кл}}$ меняется в течение работы клапана, расчет данного параметра был не возможен. И для расчета потерь напора по формуле (2.7) в клапане был выбран коэффициент расхода клапана, рассчитываемый по формуле (2.8).

$$h_{\text{пот}} = \frac{\Delta P}{\gamma} = \frac{1}{\mu^2} \frac{v_0^2}{2g} \quad (2.7)$$

здесь:

$$v_0 = \frac{Q_0}{f_0}$$

где:

Q_0 – расход жидкости через клапан, м³/с.

$$\mu = \sqrt{\frac{1}{\frac{2\Delta P}{\rho} \left(\frac{f}{Q}\right)^2}} \quad (2.8)$$

где,

ΔP – перепад давления на клапане, МПа;

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

f – площадь проходного сечения, м²;

Q – расход жидкости через клапанный узел, м³/с;

Данный коэффициент рассчитывается при статичном положении клапана. Его значения позволяют дать оценку величине создаваемого гидравлического сопротивления в клапане при проходе через него откачиваемой среды.

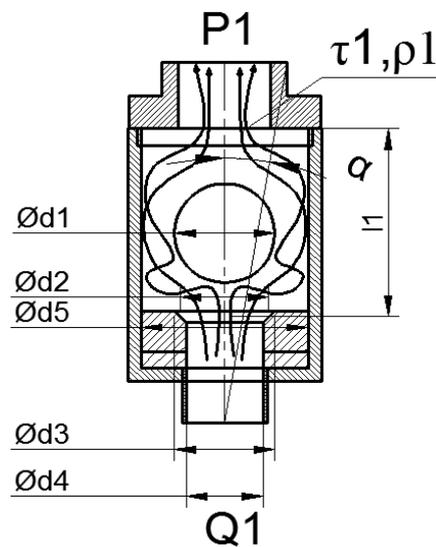


Рисунок 2.2 – Схема расчета коэффициента гидравлического сопротивления

В работе Молчановой А.Г. был произведен расчет коэффициента расхода клапанов с различными геометрическим параметрами и с различными свойствами откачиваемой среды при максимально открытом положении клапана. Далее были построены сравнительные характеристики работы

клапанных узлов, для оптимизации клетки клапана для различных условий эксплуатации.

Из расчета следует, что на величину создаваемого гидравлического сопротивления влияет геометрия клапанного узла и свойства перекачиваемой среды. На основе данных расчетов Молчановой А.Г. были предложены специальные конструкции клапанов для конкретных условий эксплуатации.

Так как коэффициент расхода в основном рассчитывается для крайних положений запорного элемента, он не дает полной картины о работе клапана. Для получения параметров клапана на протяжении всего цикла работы, нами решено рассчитывать коэффициент гидравлического сопротивления клапана ξ (2.9), данный коэффициент описывает весь процесс работы клапанного узла.

Коэффициент является функцией от давления и расхода, которые в свою очередь зависят от величины подъема запорного элемента. Коэффициент расхода клапана рассчитываемый по рекомендациям авторов, приведенных выше [34], так же взаимосвязан с коэффициентом сопротивления, в статичных положениях запорного элемента, что видно из формулы (2.9). Из данной формулы видно, что коэффициент расхода зависит от коэффициента сопротивления обратной зависимостью и под знаком радикала, вследствие чего можно сделать вывод, что при изменении коэффициента сопротивления в разы коэффициент расхода будет меняться не значительно.

$$\mu = \frac{\varepsilon}{\sqrt{\alpha + \xi}} \quad (2.9)$$

где:

ε – коэффициент сжатия потока жидкости;

α – коэффициент Кориолиса.

$$\mu = \sqrt{\frac{1}{\xi \frac{x = x_{max}}{x = x_{min} = 0}}} = \sqrt{\frac{1}{\frac{2}{\rho} \frac{dP}{dx} \left(\frac{f}{\frac{dQ}{dx}} \right)^2}} = \sqrt{\frac{1}{\frac{2\Delta P}{\rho} \cdot \left(\frac{f}{Q} \right)^2}}$$

Где:

$\frac{dP}{dx}$ – перепад давления на клапане при фиксированной величине подъема запорного элемента, МПа;

$\frac{dQ}{dx}$ – расход жидкости через клапанный узел при фиксированной величине подъема запорного элемента, м³/с;

x_{max} – максимальное перемещение запорного элемента клапана, м;

x_{min} – минимальное перемещение запорного элемента клапана, м.

Проведя анализ значений коэффициента ξ , был выявлен ряд параметров, влияющих на значение данного коэффициента:

D – диаметр запорного элемента, мм;

L – максимальная высота подъема запорного элемента, мм;

d – средний диаметр посадочной поверхности, мм;

ΔP – перепад давлений на клапане, МПа;

τ_1 – вязкость перекачиваемой среды, Па·с;

α – угол отклонения оси клапана от вертикали, град.

Так как значения данных параметров влияют на коэффициент ξ , то их следует считать основополагающими при выборе конструкции клапанного узла.

Проанализировав имеющиеся методики расчета клапанных узлов штанговых насосов выявлено, что все они имеют ряд упущений, которые в свою очередь сильно влияют на рабочие характеристики как клапана, так и всего насоса. Так же было отмечено что, все предыдущие методики сводились к расчету коэффициента расхода клапана, который рассчитывается для статических систем. Данный параметр не в полной мере описывает работу клапана, в связи с этим нами предложено рассчитывать коэффициент сопротивления клапана, который позволяет рассматривать клапанный узел как динамическую систему. Расчет коэффициента ξ , ведется на протяжении всей работы клапана и дает полную картину характеристиках клапанного узла. Были определены параметры, которые сильно влияют на величину коэффициента ξ :

$d_{1,6,7,8,9}$ – диаметр запорного элемента, мм;

$l_{1,2,4,5}$ – максимальная высота подъема запорного элемента, мм;

d_2 – средний диаметр посадочной поверхности, мм;

ΔP – перепад давлений на клапане, МПа ;

τ_1 – вязкость перекачиваемой среды, Па·с;

α – угол отклонения оси клапана от вертикали, град.

Однако выше приведенными авторами не производились исследования клапанных систем в динамике. Следовательно, необходимо разработать математическую модель для расчета коэффициента сопротивления для клапанных систем [35].

На основе проведенного анализа были сформулированы задачи исследования:

– Разработать математическую модель работы СШНУ с целью определения кинематики движения жидкости в штанговом насосе и в клапанном узле.

– Разработать математическую модель работы клапанных узлов и получить сравнительные характеристики работы клапанов.

– Разработать математическую модель по расчету ударной нагрузки при посадке запорного элемента на поверхность седла.

- Создать методику испытаний клапанов по определению гидравлического сопротивления, скорости изнашивания и герметичности клапанных узлов.

- Создать стенды для проведения испытаний на изнашивание, определение гидравлического сопротивления и герметичности клапанных узлов.

2.2 Особенности конструкции шариковых клапанов

В настоящее время существует ряд компаний, занимающихся производством клапанных узлов для СШНУ: «DeloroStellite», «Weatherford», «SanghaiStellite», «Quinn Pumps», «RGP Group». Также производство данных клапанов нормируется по ГОСТ Р 51896-2002 и Standart API SPEC 11 X.

Как видно из первой главы в настоящее время разрабатывается разнообразные конструкции клапанных узлов для применения в штанговых насосах. Каждая конструкция имеет свои особенности, они позволяют работать им в сложных условиях, которые с каждым днем становятся все сложнее. Но существует ряд конструкций, которые получили наибольшее распространение в штанговых насосах: шариковый, тарельчатый, «каплевидный» и «пальцевидный» клапаны. В моей диссертационной работе рассматривается только конструкция шарикового клапана.

Наиболее популярный вид клапанного узла – шариковый (рис.2.3). Данные клапаны могут иметь три исполнения по конструкции седла клапана – с цилиндрическим седлом (б), цилиндрическим седлом с буртом (а) и с сборным седлом типа КТ (в). Оба исполнения могут иметь нормальный и уменьшенный диаметры шара.

Шариковый клапан имеет простейшую конструкцию, состоит из седла и подвижного запорного элемента в виде сферы. Герметичность обеспечивается за счет посадки шара на посадочную поверхность седла. Так же имеются конструкции с двумя запорными элементами, в этом случае второй элемент обеспечивает более быстрое закрытие. Шариковые клапаны применяются в большом количестве случаев, так как они имеют простую конструкции и хорошо себя зарекомендовали.

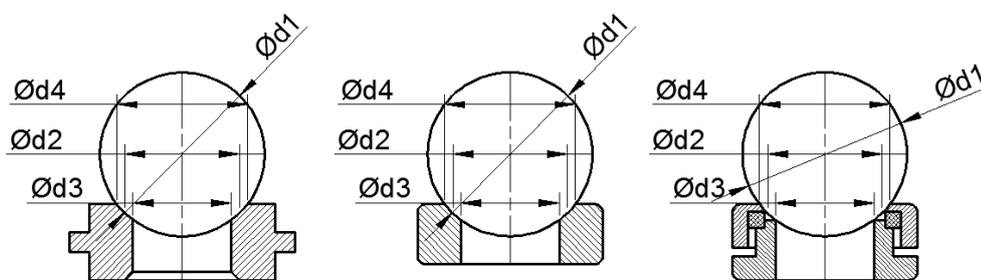


Рисунок 2.3 – Конструктивное исполнение седел клапанов

Геометрические характеристики шариковых клапанов приведены в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – Характеристики клапанов

| Обозначение клапана | Нормальный размер шара | | | Обозначение клапана | Уменьшенный размер шара | | |
|---------------------|---------------------------------|------------------------|--------------------------|---------------------|---------------------------------|------------------------|--------------------------|
| | Внешний диаметр седла, d_4 мм | Диаметр шара, d_1 мм | Высота клапана, l_1 мм | | Внешний диаметр седла, d_4 мм | Диаметр шара, d_1 мм | Высота клапана, l_1 мм |
| К-223-159 | 22,35 | 15,875 | 23,1 - 24,4 | К-223-143 | 22,35 | 14,288 | 21,9 - 2 |
| К-223-175 | 22,35 | 17,462 | 24,3 - 25,5 | | | | |
| К-253-190 | 25,35 | 19,05 | 25,4 - 26,7 | К-253-175 | 25,35 | 17,468 | 24,3 - 25,5 |
| К-253-222 | 25,35 | 22,225 | 27,9 - 29,1 | | | | |
| К-313-238 | 31,35 | 23,813 | 31,5 - 32,8 | КБ-313-238 | 31,35 | 23,813 | 31,5 - 32,8 |
| | | | | КБ-313-222 | 31,35 | 22,225 | 30,4 - 31,6 |
| К-363-270 | 36,35 | 26,988 | 33,9 - 35,2 | КБ-363-270 | 36,35 | 26,988 | 33,9 - 3 |
| | | | | КБ-363-254 | 36,35 | 25,4 | 32,8 - 34 |
| К-363-286 | 36,35 | 28,575 | 35,1 - 36,4 | КБ-363-286 | 36,35 | 28,575 | 35,1 - 36,4 |
| К-423-317 | 42,35 | 31,75 | 37,4 - 38,8 | КБ-423-317 | 42,35 | 31,75 | 37,4 - 38,8 |
| К-483-349 | 48,35 | 34,925 | 39,8 - 41,1 | КБ-483-349 | 48,35 | 34,925 | 39,8 - 41,1 |
| | | | | КБ-483-317 | 38,35 | 31,75 | 37,4 - 38,8 |
| К-483-381 | 48,35 | 38,1 | 42,2 - 43,5 | КБ-483-381 | 48,35 | 38,1 | 42,2 - 43,5 |
| К-603-429 | 60,35 | 42,862 | 50,8 - 52,1 | КБ-603-429 | 60,35 | 42,862 | 50,8 - 52,1 |
| | | | | КБ-603-381 | 60,35 | 38,1 | 42,2 - 43,5 |
| К-603-508 | 60,35 | 50,8 | 56,7 - 58,1 | КБ-603-508 | 60,35 | 50,8 | 56,7 - 58,1 |
| К-738-540 | 73,8 | 53,975 | 59 - 60,4 | КБ-738-508 | 73,8 | 50,8 | 56,7 - 58,1 |
| К-798-600 | 79,8 | 60 | 68,5 - 70,0 | КБ-798-600 | 79,8 | 60,0 | 68,5 - 70 |
| К-798-698 | 79,8 | 69,8 | 75,8 - 77,3 | КБ-798-698 | 79,8 | 69,85 | 75,8 - 77,3 |
| К-878-698 | 87,8 | | | КБ-878-600 | 87,8 | 60,0 | 68,5 - 70 |
| К-978-730 | 97,8 | 73,025 | 78,2 - 79,7 | К-978-762 | 97,8 | 76,2 | 80,6 - 82,1 |
| К-1038-762 | 103,8 | 76,2 | 80,6 - 82,1 | | | | |

В зависимости от характера откачиваемой среды детали клапанов изготавливают из различных материалов, приведенных в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Виды материалов клапана

| Материал шара | Материал седла |
|--|--|
| Нержавеющая закаленная сталь | Нержавеющая закаленная сталь |
| Нержавеющая закаленная сталь | Твердый сплав (карбид вольфрама) |
| Нержавеющая закаленная сталь | Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама) |
| Твердый сплав (карбид вольфрама) | Твердый сплав (карбид вольфрама) |
| Металлокерамика | Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама) |
| Нержавеющая закаленная сталь | Твердый сплав (карбид вольфрама) |
| Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома) | Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома) |

Вопрос связанный с материалом исполнения шариковых клапанов, важен. Так как соотношение твердостей материала седла и материала шара влияют на скорость изнашивания контактирующих поверхностей клапана. Материал седла клапана и шарика риведена в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Материалы клапанных пар штанговых насосов

| № | Обозначение | Материал седла | Материал шарика |
|----|-----------------------|---|---|
| 1 | VII-175-TC1 | Твердый сплав "Интеграл" | Твердый сплав "Интеграл" |
| 2 | VII-175-TC2 | Твердый сплав "Sichan Grinding Tools Manufacturing Limited Compani Sichuan" | Твердый сплав "Sichan Grinding Tools Manufacturing Limited Compani Sichuan" |
| 3 | VII-175-ST1 | Стеллит "Интеграл" | Стеллит "Интеграл" |
| 4 | VII-175-ST2 | Стеллит "Sihcan Grinding Tools Manufacturing Limited Compani Sichuan" | Нитрид кремния "АНТЕЙ-МСК" |
| 5 | VII-175-TC1 | Твердый сплав «АНТЕЙ-МСК» | Твердый сплав "АНТЕЙ-МСК" |
| 6 | VII-175-ST | Стеллит "Дива-классик" | Стеллит "Дива-классик" |
| 7 | VII-175F-TCI-112-TC3N | Карбид вольфрама "Kaydon" | Карбид титана "Kaydon" |
| 8 | VII-175-ОП-TiC-NS | Карбид вольфрама "Kaydon" | Нитрид кремния "АНТЕЙ-МСК" |
| 9 | VII-175-ST | Стеллит "Тяньма" | Стеллит "Тяньма" |
| 10 | VII-175-TC1 | Твердый сплав "Тяньма" | Твердый сплав "Тяньма" |
| 11 | VII-175-EL45 | Сталь 95X18 | Сплав Р6М5 |
| 12 | VII-175-EL1 | Сталь 95X18 | Сплав Р6М5 |

2.3 Описание клапанного узла СШНУ новой конструкции с «турбулизатором» потока

Шариковый клапан с углубленной посадкой [36]. В условиях, когда в жидкости присутствует большое количество механических примесей, ударные нагрузки могут привести к повышенному износу притирочной поверхности и снижению герметичности.

Основной задачей, которую решает клапанная пара с углубленной посадкой, изготовленная из твердого сплава, является обеспечение стабильности посадки запорного органа в седле, а также повышение его надежности и долговечности в условиях повышенного содержания механических примесей в жидкости.

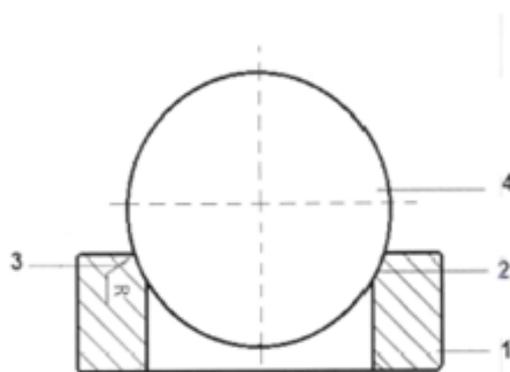
Данный технический результат достигается путем углубления посадки шара в седло, что приводит к увеличению диаметра и, соответственно, площади контактной кольцевой поверхности пары «шар-седло», при этом

ширина контакта остается неизменной (не менее 0,6 мм). Это достигается за счет увеличения радиуса закругления (R) и входной кромки седла клапана. Благодаря смещению центра тяжести шара относительно седла повышается устойчивость его посадки, что, в свою очередь, улучшает герметичность и рабочий ресурс клапанной пары.

Увеличение площади притирки при росте диаметра контактной поверхности пары «шар-седло» позволяет снизить удельные нагрузки и контактные напряжения, что увеличивает срок службы клапана.

Использование клапанных пар с углубленной посадкой обеспечивает важный показатель герметичности пары и долгосрочную работу клапана благодаря взаимной геометрической форме сопряжения шара и поверхности притира седла.

Клапанная пара с углубленной посадкой гарантирует стабильность запорного органа в седле, что, в свою очередь, способствует улучшению герметичности, увеличению рабочего ресурса клапанной пары и повышению её износостойкости [37].



1 – седло; 2 – посадочная поверхность седла; 3 – грани;
4 – запорный орган в виде шара

Рисунок 2.4 – Шаровой клапан углубленной посадки

Клапан в закрытом состоянии, как изображено на рисунке 2.4, состоит из седла 1 с посадочной поверхностью 2 (с вогнутым профилем) и закруглением R верхней грани 3, а также запорного органа 4 в форме шара с притертой контактной поверхностью шириной не менее 0,6 мм, который соединяется с посадочной поверхностью седла.

Принцип работы шарового клапана с углубленной посадкой заключается в том, что седло 1 с посадочной поверхностью 2 и закруглением R верхней грани 3 взаимодействует с запорным органом 4 в закрытом состоянии по посадочным поверхностям шириной 0,6 мм.

Эта конструкция клапана отличается тем, что седло имеет притертую посадочную поверхность, что позволяет центру тяжести запорного органа смещаться в сторону нижней грани до достижения статического устойчивого равновесия при ширине контактной поверхности соприкосновения не менее

0,6 мм и радиусе закругления верхней грани, который зависит от глубины посадки.

Использование клапанных пар с углубленной посадкой обеспечивает надежные показатели герметичности и долговечную работу клапана благодаря особой геометрической форме сопряжения шара с поверхностью притира седла.

Притертость рабочих поверхностей седла и запорного органа создает качественное уплотнение, а углубленная посадка гарантирует устойчивость запорного органа, что, в свою очередь, способствует повышению герметичности клапанной пары [38].

2.4 Расчёт работы скважинных штанговых насосов с клапанами новой конструкции с использованием Mathcad

Штанговые насосы (ШГН) являются одними из наиболее распространённых средств добычи нефти. Клапаны в этих насосах играют ключевую роль в обеспечении герметичности, надёжности и эффективности работы оборудования. Для повышения производительности и увеличения срока службы насоса была предложена новая конструкция клапанов, которая требует расчётов с учётом динамических, гидравлических и прочностных характеристик [39].

Программный пакет Mathcad позволяет интегрировать расчёты и моделирование, что делает его эффективным инструментом для анализа и оптимизации параметров насосов.

2.4.1 Этапы расчётов в Mathcad

1) Расчёт динамики работы клапанов

Динамическая характеристика клапана (время открытия и закрытия) определяет, насколько эффективно клапан работает в различных режимах эксплуатации.

Уравнение движения шарика:

$$m \frac{d^2x}{dt^2} + b \frac{dx}{dt} + kx = F, \quad (2.10)$$

где:

m – масса шарика клапана, кг;

b – коэффициент сопротивления, Н·с/м;

k – жесткость контакта седла с шариком, Н/м;

F – внешняя сила (гравитация, давление жидкости), Н.

В Mathcad решается дифференциальное уравнение методом численного интегрирования (функция `odesolve`), что позволяет получить график перемещения шарика $x(t)$, скорости и ускорения [40].

Цель: Определить время срабатывания клапана при изменении параметров потока и конструкции.

2) Расчёт гидравлических потерь в клапане

Эффективность клапана во многом определяется потерями давления при прохождении жидкости через него.

Формула расчёта потерь давления:

$$\Delta P = \xi \frac{\rho v^2}{2}, \quad (2.11)$$

где:

ξ - коэффициент гидравлического сопротивления (зависит от геометрии клапана);

ρ - плотность жидкости, кг/м³;

v - скорость потока, м/с.

В Mathcad:

- Используются зависимости для вычисления ξ на основе экспериментальных данных или эмпирических формул.

- Строятся графики зависимости ΔP от скорости жидкости v для разных конструкций клапанов.

Цель: Сравнить потери давления для клапанов новой и стандартной конструкции и определить их влияние на общую производительность насоса.

3) Прочностной анализ шарика и седла клапана

Новая конструкция клапана предполагает изменение размеров шарика и седла, что требует проверки их прочности.

Напряжение в шарике:

$$\sigma = \frac{Pd}{2t}, \quad (2.12)$$

σ – напряжение, Па;

P – рабочее давление, Па;

d – диаметр шарика, м;

Контактное давление между шариком и седлом:

$$p_c = \frac{F}{A_c}, \quad (2.13)$$

где, p_c – контактное давление, Па;

F – сила контакта, Н;

A_c – площадь контакта, м².

В Mathcad результаты визуализируются в виде таблиц и графиков, что позволяет оценить распределение напряжений и деформаций.

Цель: Проверить прочность элементов клапана и выбрать оптимальные материалы и размеры для новой конструкции.

Преимущества использования Mathcad

1) Интерактивность: возможность изменять входные данные и мгновенно получать результаты.

2) Интеграция расчётов: все этапы анализа – от динамики до прочности – объединены в одном файле.

3) Визуализация: графики и таблицы позволяют легко интерпретировать результаты.

4) Автоматизация: Mathcad обеспечивает быструю проверку различных конструктивных решений.

Применение программного пакета Mathcad для расчёта работы штанговых насосов с клапанами новой конструкции позволяет:

- Провести всесторонний анализ динамических и гидравлических характеристик клапана.

- Оценить потери давления и оптимизировать конструкцию для минимизации энергозатрат.

- Проверить прочностные характеристики и предложить надёжные решения для эксплуатации в сложных условиях.

Результаты расчётов позволяют разработать клапан, который обеспечит более высокую производительность и надёжность штанговых насосов, что особенно важно для эффективной эксплуатации нефтяных месторождений [41].

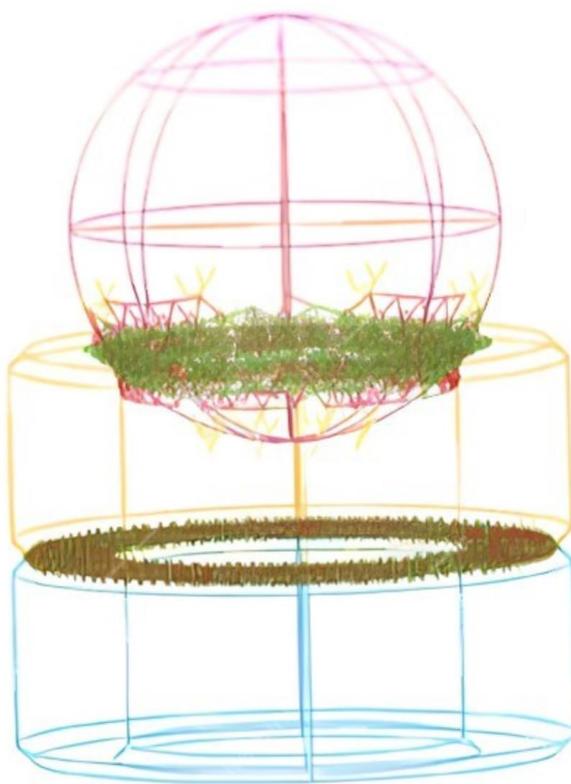


Рисунок 2.5 – Поле контакта элементов клапана «седло-шарик»

Роль турбулизатора в работе клапана

Турбулизатор предназначен для:

- 1) Стабилизации потока жидкости через клапан.
- 2) Снижения гидравлических потерь путём создания турбулентного или ламинарного режима потока в зависимости от условий эксплуатации.
- 3) Уменьшения вероятности кавитации, которая может вызывать эрозию поверхностей клапана.

Ширина турбулизатора, как ключевой параметр конструкции, влияет на распределение скоростей жидкости и давление в проходном сечении клапана.

2.4.2 Моделирование ширины турбулизатора

Для определения оптимальной ширины турбулизатора проводится численное моделирование процессов, происходящих в шариковом клапане. Основной целью является минимизация гидравлических потерь при сохранении устойчивой работы системы.

При моделировании рассмотрены три варианта ширины турбулизатора:

- 5 мм (узкий винт),
- 7,5 мм (средний винт),
- 10 мм (широкий винт).

Результаты моделирования:

- 1) Ширина турбулизатора 5 мм
 - Создаёт слишком высокий уровень турбулентности, что приводит к увеличению гидравлических потерь.
 - Скорость жидкости возрастает, вызывая повышенное изнашивание клапана.
 - Время открытия шарика сокращается, но это увеличивает ударные нагрузки на седло.
- 2) Ширина турбулизатора 10 мм
 - Турбулентность потока недостаточна для эффективной стабилизации, что приводит к образованию застойных зон и увеличению кавитации.
 - Снижение скорости потока уменьшает пропускную способность клапана, что негативно сказывается на общей производительности системы.
 - Время открытия шарика увеличивается, что может вызвать потери жидкости при закрытии клапана.
- 3) Ширина турбулизатора 7,5 мм
 - Обеспечивает баланс между ламинарным и турбулентным режимами потока, что способствует снижению гидравлических потерь.
 - Поддерживает стабильную скорость жидкости, уменьшая износ клапана.
 - Время открытия и закрытия шарика остаётся в пределах оптимальных значений, что минимизирует потери жидкости.

Заключение по выбору ширины турбулизатора.

На основании моделирования установлено, что ширина турбулизатора 7,5 мм является оптимальной. Она позволяет достичь минимальных потерь давления при достаточной стабилизации потока. Такой размер обеспечивает:

- Снижение кавитационных процессов за счёт равномерного распределения скоростей.
- Уменьшение износа шарика и седла благодаря снижению ударных нагрузок.
- Повышение общей производительности клапана за счёт оптимального времени открытия и закрытия.

Практическая значимость выбора оптимальной ширины турбулизатора

Оптимизация ширины винта турбулизатора способствует повышению эффективности всей системы штангового насоса. При ширине 7,5 мм клапан работает в условиях минимальных гидравлических потерь, что сокращает энергозатраты и увеличивает срок службы оборудования. Это особенно важно в условиях казахстанских нефтяных месторождений, где оборудование эксплуатируется в агрессивных средах и при высоких нагрузках.

Таким образом, моделирование шарикового клапана с учётом конструктивных параметров турбулизатора позволяет не только улучшить его гидравлические и прочностные характеристики, но и предложить рекомендации по модернизации конструкции для повышения долговечности и эффективности насосного оборудования [42].

2.5 Разработка математической модели для компьютерных испытаний клапанных систем

В данной главе представлены объект исследования, определены начальные и граничные условия испытаний, установлены доверительные интервалы и разработан план работы.

Эффективность клапанных узлов зависит от своевременного открытия и закрытия в процессе всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости. Скорость этих процессов, в свою очередь, зависит от гидравлического сопротивления, создаваемого клапаном при прохождении жидкости, а также от массы и геометрии запорного элемента клапана.

В верхнем и нижнем положениях запорного элемента коэффициент сопротивления клапана считается постоянным значением, что учитывается при его расчете по формуле (2.9). Однако в остальных положениях этот коэффициент изменяется, так как в процессе подъема запорного элемента меняются начальные параметры и граничные условия. В работах упомянутых авторов [43, 44, 45] данная часть работы клапанной пары не рассматривается. Между тем, именно периоды перемещения запорного элемента клапана занимают значительную часть времени его работы, поэтому они требуют особого внимания, так как существенно влияют на работу клапана и всего насоса в целом.

Например, у различных конструкций клапанов коэффициенты расхода могут быть одинаковыми, тогда как коэффициенты гидравлического сопротивления в процессе работы (время подъема запорного устройства) могут значительно различаться. В этом случае клапан с более высоким гидравлическим сопротивлением будет закрываться медленнее, что приведет к большим утечкам через насос.

Для расчета скорости закрытия клапана необходимо определить кинематические параметры в точке подвеса насоса. Эти параметры напрямую зависят от скорости движения штанговой колонны. Скорость и ускорение штанговой колонны оказывают значительное влияние на скорость открытия и закрытия клапана, что в свою очередь определяет эффективность работы насосной установки.

Для определения кинематики движения штанговой колонны используются следующие формулы (3.1):

$$V_{ш} = \frac{dS}{dt}$$

где $V_{ш}$ – скорость движения штанги;

S – перемещение штанги;

t – время.

Эта формула описывает мгновенную скорость штанговой колонны в любой момент времени. Таким образом, анализируя данные о скорости и перемещении штанговой колонны, можно определить основные кинематические показатели, влияющие на работу клапана, такие как скорость его закрытия и открытия.

Для точного расчета этих параметров необходимо учитывать также силы инерции, действующие на штанговую колонну, и сопротивление жидкости, которое возникает при движении запорного элемента клапана.

$$\left\{ \begin{array}{l} S_A = \frac{k_1}{k} \left[r(1 - \cos \varphi) + \frac{r^2}{2 \cdot l} \sin^2 \varphi \right] \\ v_A = \frac{k_1}{k} \left[r \cdot \omega \cdot \sin \varphi + \frac{r}{2 \cdot l} \sin 2\varphi \right] \\ a_A = \frac{k_1}{k} \left[\omega^2 r \cos \varphi + \frac{r}{l} \cos 2\varphi \right] \end{array} \right\} \quad (2.14)$$

где: S_A , v_A , a_A перемещение, скорость и ускорение точки подвеса колонн штанг, м, м/с, м²/с;

k_1 , k – соответствующие плечи балансира, м;

r – радиус кривошипа;

ω – угловая скорость кривошипа, об/мин;

l – длина шатуна, м;

φ – угол поворота кривошипа, град.

После определения кинематических показателей в точке подвеса колонны штанг следует выполнить пересчет на точку подвеса насоса, поскольку колонна штанг в процессе эксплуатации подвергается продольным деформациям. Эти деформации могут существенно влиять на параметры работы системы.

Для расчета продольных колебаний колонны штанг применяются дифференциальные уравнения, аналогичные уравнениям телеграфа. Такие уравнения позволяют учитывать влияние различных факторов на динамику колонны и дают возможность более точно определить поведение системы в процессе работы. Это критически важно для обеспечения надежности и эффективности работы насосного оборудования.

$$\begin{cases} -\frac{\partial \sigma}{\partial x} = 2a\rho + \rho \frac{\partial v}{\partial t} \\ -\frac{\partial \sigma}{\partial x} = \frac{1}{E} \frac{\partial \sigma}{\partial t} \end{cases} \quad (2.15)$$

Где:

σ – напряжение в данном сечении колонны штанг, МПа;

v – скорость в данном сечении колонны штанг, м/с;

a – константа вязкого трения;

ρ – соответственно плотность материала штанги, кг/м³.

Для получения окончательных выражений параметров в точке подвеса насоса расчет зависимостей проводился по методике, предложенной Чарновым И.А., Фрейдензоном А.И. и Арустамовой Ц.Т. Итоговое выражение перемещения точки подвеса насоса можно представить в следующем виде:

$$\Delta L = f(V, m, k, T) \quad (2.16)$$

где: ΔL – перемещение точки подвеса насоса;

V – скорость движения штанговой колонны;

m – масса колонны;

k – коэффициент жесткости;

T – период колебаний.

Данная формула учитывает ключевые параметры, влияющие на динамику и стабильность работы насосного оборудования.

$$U(l, t) = \left(|U_1| |\cos(kl)| \cos \chi' - \frac{|P_1| |\sin(kl)|}{\frac{m\omega}{c} E f S} \cos \lambda' \right) \cos(m\omega t) x$$

$$x \left(|U_1| |\sin(kl)| \sin \chi' - \frac{|P_1| |\sin(kl)|}{\frac{m\omega}{c} E f S} \sin \lambda' \right) \sin (m\omega t) \quad (2.17)$$

где:

f - площадь сечения штанги, м²;

l - глубина подвески насоса, м;

ω - угловая скорость кривошипа, рад/с;

m - суммарный вектор скорости колонны штанг, м/с;

λ' , χ' - частные решения данного уравнения;

k , S - коэффициенты телеграфного уравнения;

U_1 - перемещения в точке подвеса колонны штанг на устье скважины, м;

c - скорость звука в материале штанги, м/с;

P_1 - растягивающие нагрузки в точке подвеса колонны штанг, Н.

Решение данного уравнения позволяет получить значения перемещения в точке подвеса насоса, что иллюстрируется на рисунке 2.6. Далее, с помощью первой и второй производной были определены скорость (представлена на рисунке 2.7) и ускорение (представлено на рисунке 2.8) в точке подвеса оборудования. Эти показатели необходимы для определения скорости течения жидкости через насос [46].

По разработанной математической модели были выполнены расчеты, результаты которых представлены ниже. Расчет был осуществлен с использованием программного пакета Math Cad, что обеспечило высокую точность и эффективность моделирования динамики работы насосного оборудования.

Примерные результаты расчетов могут включать значения перемещения, скорости и ускорения, которые впоследствии будут проанализированы для оптимизации работы штанговых насосов и повышения их производительности.

В данном примере были рассчитаны динамические составляющие нагрузки при работе штанговой насосной установки, основываясь на ранее приведенных исходных данных. На графиках, представленных на рисунках 2.5 – 2.7, можно наблюдать, как различаются кинематические характеристики в точке подвеса насоса по сравнению с точкой подвеса колонны штанг.

При этом следует отметить, что в расчетах предполагается, что жидкость является несжимаемой, а поток не имеет разрывов. Эти допущения позволяют упростить математическую модель и сосредоточиться на динамике работы насосной установки.

Результаты, представленные на графиках, могут быть использованы для анализа и оптимизации работы насосного оборудования, а также для повышения его надежности и эффективности в процессе эксплуатации [47].

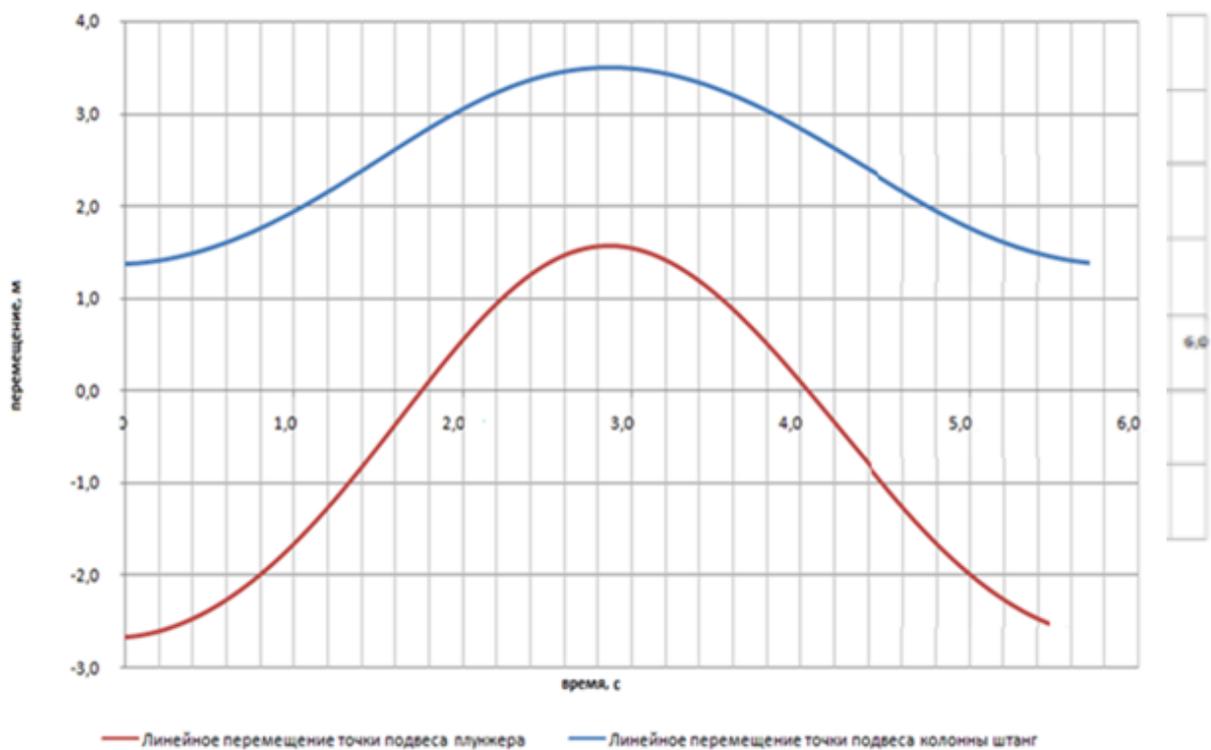


Рисунок 2.6 – Линейные перемещения плунжера в точке подвеса насоса и полированного штока в точке подвеса колонны

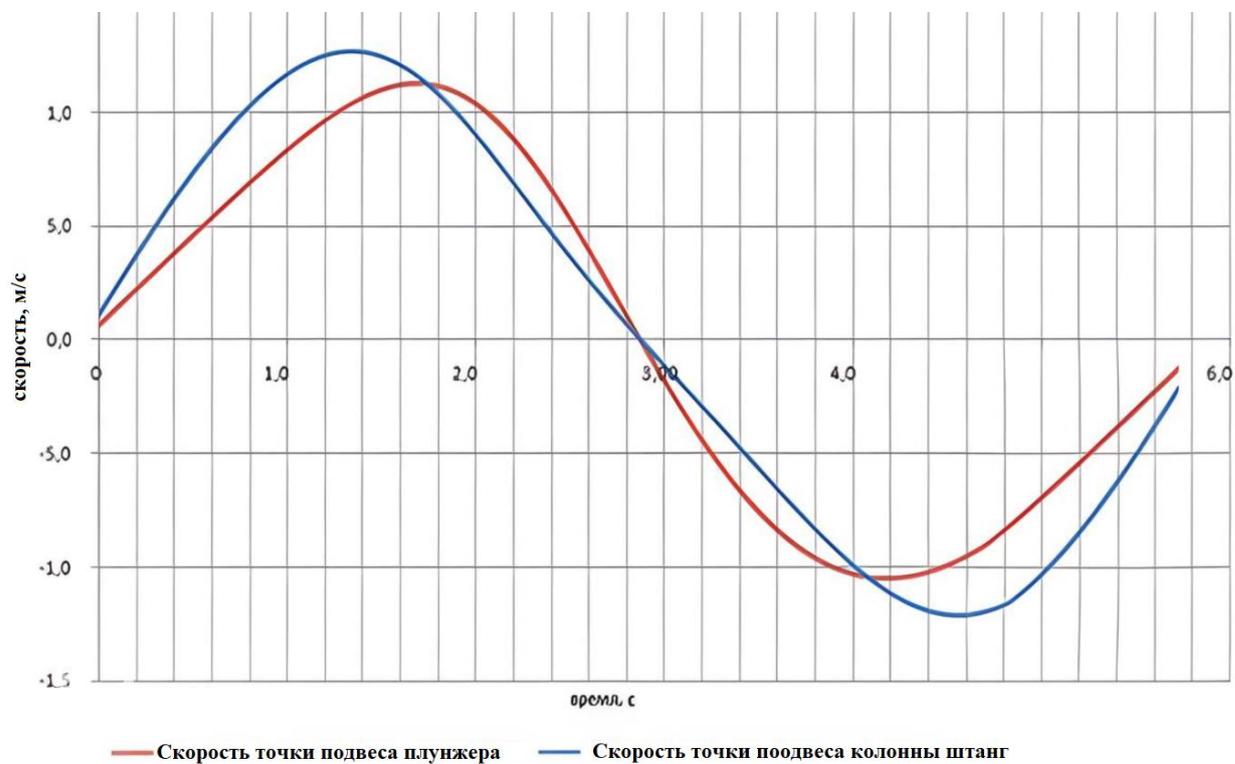


Рисунок 2.7 – Линейная скорость плунжера в точке подвеса насоса и полированного штока в точке подвеса колонны

На графике представлены зависимости линейной скорости плунжера в точке подвеса насоса и полированного штока в точке подвеса колонны штанговой насосной установки.

- Ось Y: Линейная скорость (м/с)
- Ось X: Время (с)

График показывает, как скорость плунжера изменяется в зависимости от времени и как она соотносится с линейной скоростью полированного штока. Этот анализ помогает понять динамические характеристики работы установки, а также выявить возможные проблемы, такие как замедление или колебания в работе насоса.

Примечания:

1) Линейная скорость плунжера непосредственно влияет на производительность насосной установки.

2) Сравнение скоростей в двух точках позволяет оценить эффективность передачи движений и выявить возможные недостатки конструкции или системы управления.

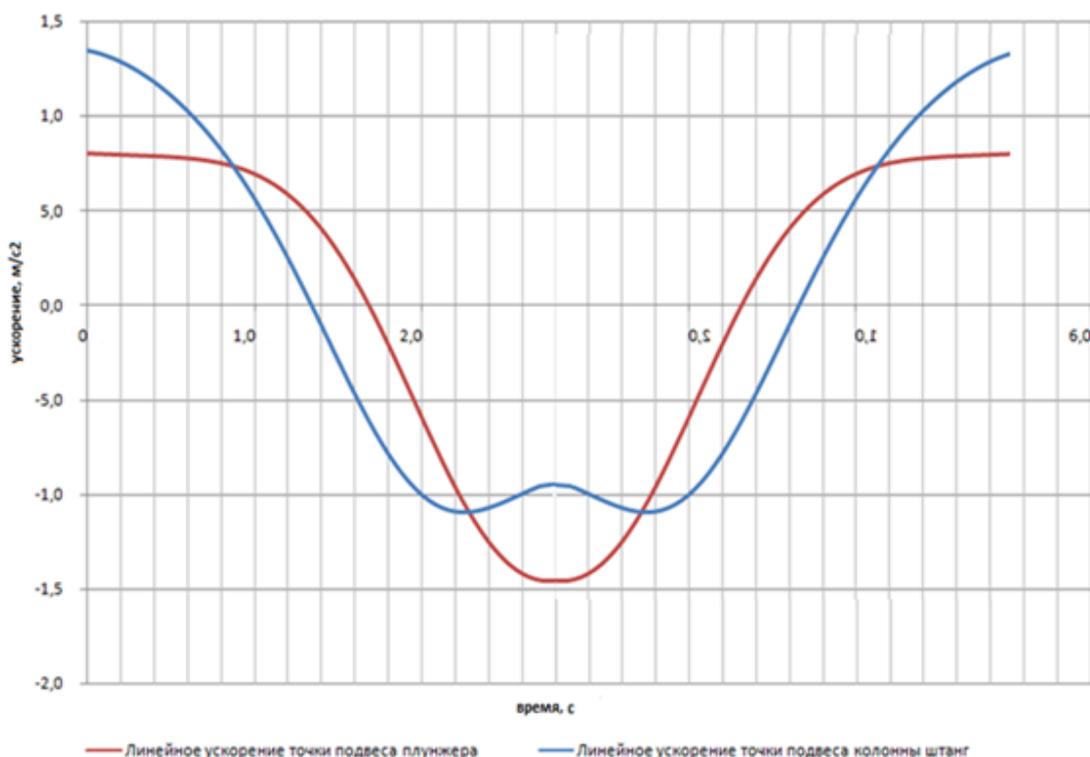


Рисунок 2.8 – На графике показано линейное ускорение плунжера в точке подвеса и полированного штока в точке подвеса колонны штанг.

Описание графика:

- 1) Ось Y (ускорение, м/с²):
 - Красная линия представляет линейное ускорение плунжера, которое варьируется в пределах от -2 до +1.

- Синяя линия отражает линейное ускорение точки подвеса колонны штанг, достигающее значений от -5 до +1.

2) Ось X (время, с):

- Время варьируется от 0 до 6 секунд, показывая изменения ускорения в этом временном интервале.

Основные наблюдения:

1) Взаимосвязь ускорений:

- Ускорение плунжера (красная линия) и колонны штанг (синяя линия) имеют противоположные значения. Когда ускорение плунжера положительное, ускорение колонны штанг, как правило, отрицательное, и наоборот.

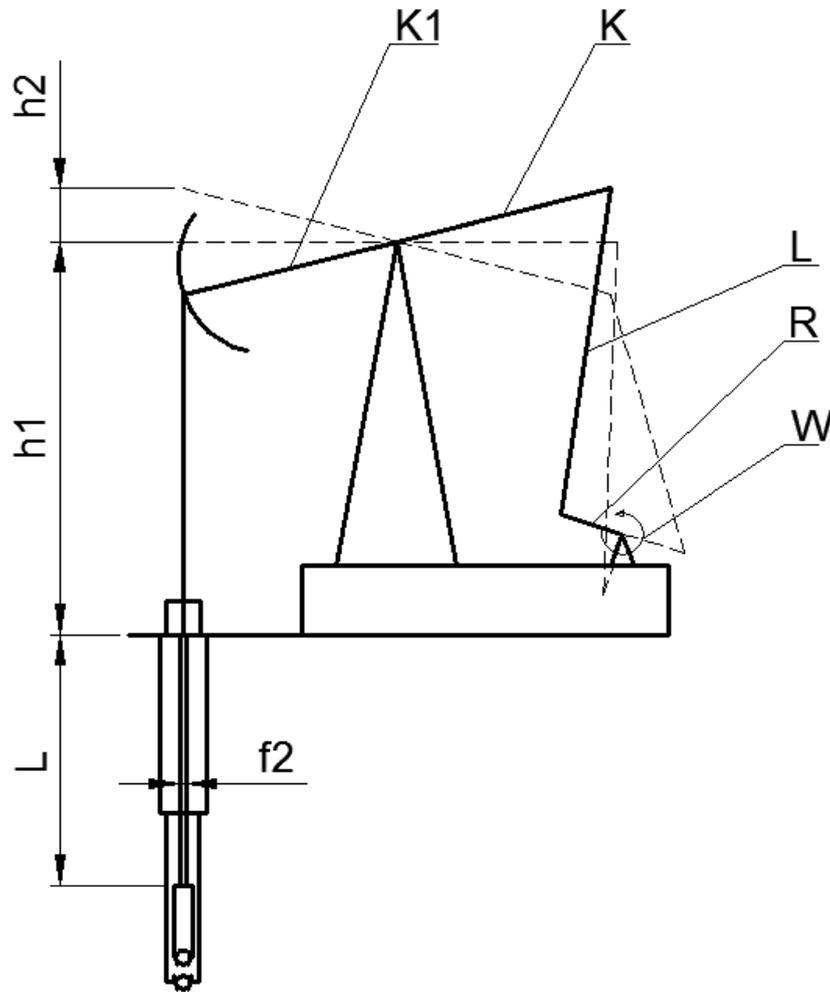


Рисунок 2.9 – Схема расчета кинематики движения штанговой колонны

Где:

L_1 – длина колонны штанг, м;

h_1 – расстояние от точки подвеса колонны до средней линии головки балансира, м;

h_2 – расстояние от средней линии до верхней мертвой точки головки балансира, м.

1) Максимальные и минимальные значения:

– Ускорение плунжера достигает пиковых значений, что может указывать на периодические изменения нагрузки на насосную установку.

– Ускорение колонны штанг также демонстрирует колебания, что может быть связано с динамическими процессами внутри системы.

Анализ линейного ускорения помогает понять взаимодействие элементов насосной установки и может быть использован для оптимизации их работы, а также для предотвращения потенциальных проблем, связанных с высокими нагрузками [48].

Как видно из представленных графиков, значения ускорений значительно возрастает с увеличением длины колонны, что означает, что удлинение колонны приводит к росту динамических составляющих, что, в свою очередь, увеличивает металлоёмкость конструкции привода. Для валидации расчетов, выполненных в MathCad, была создана математическая модель привода станка-качалки с использованием программного пакета SolidWorks. Схема расчета приведена на рисунке 2.9.

2.6 Обзор выбранного прототипа и краткая характеристика насоса невставного насоса ННАБ-70

Насос ННАБ-70 относится к числу штанговых глубинных насосов и играет важную роль в нефтедобыче, особенно в условиях, где требуется подъем нефти с больших глубин. Штанговые насосы – это оборудование, обеспечивающее подъем жидкости посредством вертикальных движений штанги, что позволяет перекачивать нефть на поверхность. В Казахстане и других странах с развивающейся нефтяной промышленностью штанговые насосы являются одной из ключевых технологий для извлечения нефти из глубоких и сложных по геологии скважин [49].

Конструкция насоса ННАБ-70

Конструкция насоса ННАБ-70 включает несколько основных компонентов, каждый из которых выполняет конкретную функцию в процессе подъема нефти. Основными частями насоса являются цилиндр, плунжер, клапаны, направляющие, корпус и штанга. Эти части изготовлены из прочных материалов, устойчивых к коррозии и износу, что увеличивает долговечность оборудования даже при работе в агрессивных средах.

Принцип работы насоса ННАБ-70 основан на возвратно-поступательном движении плунжера внутри цилиндра. Плунжер поднимается и опускается с помощью штанги, передающей движение от поверхностного оборудования. Во время подъема плунжера всасывающий клапан закрывается, и жидкость в цилиндре вытесняется наружу, перемещаясь в насосно-компрессорные трубы, по которым она поднимается на поверхность. При опускании плунжера напорный клапан закрывается, и жидкость снова заполняет цилиндр через всасывающий клапан. Таким образом, создается цикличное движение, приводящее к подъему нефти [50].

Компоненты насоса ННАБ-70 приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Компоненты насоса и их функции

| Компонент | Описание | Материал | Функция |
|-----------|--|---|---|
| Цилиндр | Металлический корпус, внутренний объем насоса | Легированная сталь | Обеспечивает герметичный объем для движения плунжера и подъема жидкости |
| Плунжер | Внутренний поршень, перемещающийся вверх и вниз | Высокопрочная сталь с антикоррозийным покрытием | Создает давление в цилиндре, что позволяет жидкости подниматься на поверхность |
| Клапаны | Запорные элементы на плунжере и корпусе | Нержавеющая сталь | Обеспечивают направленный поток жидкости и предотвращают её обратный отток |
| Штанга | Соединение между поверхностным оборудованием и плунжером | Сталь или композит | Передает движение плунжеру для выполнения циклов подъема жидкости |
| Корпус | Защитная оболочка насоса | Сталь с антикоррозийным покрытием | Обеспечивает прочность всей конструкции и защиту внутренних элементов от механических воздействий |

Основные технические характеристики насоса приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Насос ННАБ-70 характеризуется следующими показателями:

| Характеристика | Значение | Единицы измерения |
|---------------------------------|-----------|---------------------|
| Диаметр цилиндра | 70 | мм |
| Рабочее давление | До 250 | Атм |
| Максимальная глубина применения | До 3000 | м |
| Скорость перекачки | 0.5 - 3.5 | м ³ /сут |
| Температура эксплуатации | До 150 | °С |

Эти параметры делают насос ННАБ-70 оптимальным выбором для применения в глубоких скважинах, обеспечивая устойчивую и надежную работу даже при значительных давлениях и высоких температурах.

Преимущества и недостатки насоса ННАБ-70 становятся особенно заметны при сравнении его с другими моделями штанговых насосов. Благодаря своей конструкции и использованию качественных материалов, ННАБ-70 обеспечивает высокий уровень надежности, однако также требует регулярного обслуживания для обеспечения максимальной эффективности.

Преимущества и недостатки приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – преимущества и недостатки насоса ННАБ-70

| Преимущества | Недостатки |
|--|--|
| Высокая устойчивость к коррозии и износу | Подвержен механическим повреждениям при абразивных условиях |
| Простота технического обслуживания | Требует регулярной очистки клапанов и плунжера |
| Устойчивость к высокому давлению и температуре | Снижение производительности при большом содержании механических примесей |
| Экономичность и простота конструкции | Ограниченная глубина использования в условиях сильного давления |

Насос ННАБ-70 чаще всего используется на месторождениях с низким пластовым давлением, где необходимо поднимать нефть с больших глубин. Это оборудование особенно эффективно при добыче нефти в условиях высоких температур, характерных для глубоких скважин. Насос ННАБ-70 применяют на крупных месторождениях, таких как Карачаганак и Тенгиз, где требуются надежные технологии для извлечения углеводородов.

Чтобы насос ННАБ-70 служил максимально долго, необходимо регулярно проводить обслуживание оборудования, включая чистку клапанов, замену уплотнителей и осмотр на износ. Как показывает практика, пренебрежение техническим обслуживанием приводит к снижению производительности, повышению энергозатрат и риску поломок. Ниже представлена таблица 2.7, демонстрирующая основные процедуры технического обслуживания для насоса ННАБ-70:

Таблица 2.7 – Основные процедуры технического обслуживания

| Процедура обслуживания | Периодичность | Цель |
|-----------------------------|------------------|----------------------------------|
| Чистка всасывающего клапана | 1 раз в месяц | Удаление песка и примесей |
| Замена уплотнителей | Каждые 6 месяцев | Предотвращение утечек |
| Проверка состояния плунжера | Раз в год | Обеспечение стабильного давления |
| Осмотр штанги и корпуса | Раз в год | Предотвращение аварий |

Эти процедуры значительно увеличивают срок службы насоса, минимизируя риск непредвиденных поломок и простоя оборудования.

Насос ННАБ-70 представляет собой высококачественное оборудование, которое зарекомендовало себя как надежное решение для нефтедобычи в сложных геологических условиях. Несмотря на некоторые недостатки, такие как подверженность износу при работе с абразивными примесями, насос демонстрирует стабильные показатели работы на больших глубинах и при высоких давлениях.

Регулярное техническое обслуживание и своевременная замена изношенных элементов обеспечивают длительный срок службы насоса и его бесперебойную работу. В заключение можно рекомендовать ННАБ-70 для применения на глубинных месторождениях Казахстана и других регионов, где

требуются высокие показатели надежности и устойчивости к агрессивным условиям.

Выводы по второму разделу

Проведённый анализ методов расчёта работы клапанов СШНУ выявил значительный прогресс в изучении гидравлических процессов, включая движение запорного элемента и расход жидкости через клапаны. Однако большинство существующих подходов учитывают только статичные условия, что ограничивает их точность в динамических режимах. Коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от геометрии узла, вязкости среды, перепада давления и угла оси клапана, является ключевым параметром при проектировании новых конструкций.

Для более точного моделирования предложена математическая модель расчёта сопротивления клапана в динамике, что позволит улучшить моделирование работы насосной установки. Шариковые клапаны, несмотря на их простоту и универсальность, требуют модернизации из-за риска износа и утечек. Для повышения их надёжности разработана новая конструкция с углублённой посадкой шара, что улучшает герметичность, снижает ударные нагрузки и увеличивает срок службы за счёт увеличенной площади притирочной поверхности.

Моделирование в Mathcad подтвердило эффективность данной конструкции, позволяя снизить энергозатраты и повысить производительность насоса. Оптимальная ширина турбулизатора определена на уровне 7,5 мм, что минимизирует гидравлические потери, предотвращает кавитацию и снижает износ. Применение модернизированных узлов на насосе ННАБ-70, используемом в глубоких скважинах с агрессивной средой, продемонстрировало его высокую эффективность и подтвердило необходимость дальнейших улучшений клапанов.

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО - СТЕНДОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КЛАПАННОГО УЗЛА НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (СШН)

Эксперимент представляет собой один из ключевых методов изучения окружающей среды, проводимый в управляемых или специально созданных исследовательских условиях и включающий активное взаимодействие с объектом или явлением исследования. В технической литературе эксперимент определяется как комплекс операций, воздействий и наблюдений, направленных на получение информации об исследуемом объекте.

Планирование эксперимента – это процесс выбора количества опытов и условий их проведения, необходимых для решения поставленной задачи с заданной точностью [51]. Главная цель планирования эксперимента – обеспечить максимальную точность измерений при минимальном числе опытов и при этом сохранить статистическую достоверность результатов.

3.1 Разработка схемы стендовой установки для решения поставленных задач

Стендовые установки играют важную роль в исследовательской деятельности, особенно когда речь идет о моделировании процессов, которые сложно воспроизвести в реальных условиях. Стендовая установка – это специально созданная система, позволяющая проводить эксперименты с высоким уровнем контроля параметров и точностью измерений, что дает возможность проверять гипотезы, изучать поведение различных объектов и процессов, а также оптимизировать существующие методы.

Для успешной разработки стендовой установки требуется понимание специфики исследуемого объекта, условия, в которых он функционирует, а также задачи, которые установка должна решать. Подготовка установки включает как проектирование её схемы, так и подбор компонентов, расчет и настройку параметров, необходимых для достижения цели эксперимента [52].

3.1.1 Основные этапы разработки стендовой установки

Процесс создания стендовой установки можно разделить на несколько ключевых этапов:

1) **Формулирование цели и задач:** На этом этапе определяются конечные цели установки и задачи, которые она должна решить. Формулируются основные параметры, которые будут измеряться, а также факторы, влияющие на объект исследования.

2) **Разработка концептуальной схемы:** Концептуальная схема определяет общую структуру установки, взаимосвязи между её элементами, а также основные принципы её работы.

3) **Выбор компонентов и оборудования:** После разработки концептуальной схемы выбираются конкретные компоненты, которые будут

использоваться. Этот этап включает подбор измерительных приборов, источников энергии, регуляторов и других технических устройств, обеспечивающих нужные параметры.

4) Проектирование монтажной схемы: На этом этапе разрабатывается схема монтажа, которая включает физическую компоновку компонентов установки, а также определение точек подключения и взаимодействия между элементами системы.

5) Создание системы управления и контроля: Чтобы стендовая установка работала в автоматизированном режиме, разрабатывается система управления, включающая контроллеры, датчики и исполнительные механизмы, которые обеспечивают стабильную работу и контроль над всеми параметрами.

6) Тестирование и настройка: После сборки установка тестируется и проводится её настройка для оптимизации работы и получения максимально точных результатов.

3.1.2 Разработка схемы стендовой установки

Определение задачи

Предположим, что установка создается для исследования гидравлических характеристик трубопроводов. Задачей установки является определение потерь давления при различных расходах жидкости и исследование влияния диаметра трубопровода и вязкости жидкости на сопротивление потоку.

Разработка концептуальной схемы

Концептуальная схема установки для гидравлических испытаний трубопроводов может включать следующие компоненты:

- Насос для создания потока жидкости;
- Регулирующий клапан для управления потоком;
- Резервуар для хранения и подачи жидкости;
- Измерительные приборы (манометры, расходомеры и датчики температуры) для контроля параметров потока;
- Трубопроводные сегменты разного диаметра для тестирования;
- Система управления и регистрации данных, включающая контроллер и программное обеспечение для сбора данных с датчиков.

3.1.3 Выбор компонентов и оборудования

1) Насос: Подбирается в зависимости от требуемого расхода и давления. В данном случае можно использовать центробежный насос, который обеспечивает регулируемый поток и подходит для проведения гидравлических испытаний.

2) Манометры: Используются для измерения давления до и после каждого тестируемого участка трубопровода. Манометры выбираются с учетом рабочего давления и необходимой точности.

3) Расходомер: Устанавливается на входе и выходе установки, что позволяет контролировать расход жидкости.

4) Клапаны: Устанавливаются для регулировки потока и позволяют создавать нужные режимы работы системы.

5) Контроллер и датчики: Для автоматизации процесса измерений и контроля выбираются подходящие контроллеры и датчики, которые передают информацию в программное обеспечение для последующей обработки и анализа данных.

3.1.4 Проектирование монтажной схемы

Монтажная схема – это подробное руководство для физического размещения компонентов установки. Например, насос подключается к резервуару через трубопровод, после чего следуют манометры и сегменты с различными диаметрами. На выходе трубы также устанавливаются датчики давления и температуры для анализа изменений характеристик потока на разных участках.

Схема монтажной установки может выглядеть следующим образом:

Резервуар (подача жидкости) → насос → входной манометр → расходомер → тестируемый трубопровод → выходной манометр → резервуар (приемник)

Эта схема обеспечивает простой и эффективный путь для прохождения потока, при котором можно точно измерить изменения давления и расхода на каждом участке.

3.1.5 Система управления и контроля

Система управления включает контроллер, который регулирует работу насоса и клапанов в зависимости от заданных параметров. Датчики собирают данные о давлении, расходе и температуре жидкости, которые передаются в контроллер и затем обрабатываются в программе.

Важные аспекты проектирования стендовой установки

1) Точность измерений: Одним из важнейших аспектов проектирования является обеспечение точности измерений. Это достигается за счет выбора качественных измерительных приборов и точной настройки системы управления.

2) Безопасность: Установка должна обеспечивать безопасные условия работы, что особенно важно при высоких давлениях или в случаях, когда работа идет с опасными жидкостями. Необходимо предусмотреть аварийные клапаны и датчики, которые отключают систему при превышении допустимых значений.

3) Удобство обслуживания: Для долгосрочной эксплуатации важно предусмотреть легкий доступ ко всем компонентам установки для регулярного обслуживания и замены деталей.

4) Автоматизация процесса: Современные стендовые установки часто проектируются с учетом автоматизации. Это позволяет минимизировать

участие человека в процессе проведения экспериментов, что повышает точность результатов и снижает вероятность ошибок.

5) Регистрация и обработка данных: Система управления должна не только контролировать параметры в реальном времени, но и регистрировать результаты для последующего анализа. Современные стендовые установки часто включают программное обеспечение для построения графиков и анализа данных, что упрощает работу исследователя.

Разработка стендовой установки – это многоступенчатый процесс, требующий точного планирования и выбора компонентов в соответствии с требованиями исследования. При проектировании установки важно учитывать основные задачи, которые она должна решать, и особенности исследуемого объекта, чтобы получить достоверные и точные результаты. Создание такой установки позволяет проводить сложные эксперименты в контролируемых условиях и существенно расширяет возможности научных исследований [53].

В заключение отметим, что эффективность стендовой установки зависит от её надёжности, точности и уровня автоматизации, которые должны соответствовать задачам конкретного эксперимента.

3.2 Изготовление элементов стендовой установки

Клапанный узел насоса, являющийся объектом исследования, представлен на рисунке 3.1 и 3.2 укомплектован измененной конструкцией путем установки дополнительного элемента «турбулизатора» под седлом клапана и как следствие удлиненным корпусом [54].

Предлагаемая конструкция шарикового клапана насоса содержит корпус 1, внутри которого беззазорно установлено седло 2 с центральным отверстием и расположенным сверху седла запорным элементом - шариком 3. Под седлом снизу размещен «турбулизатор» 4.

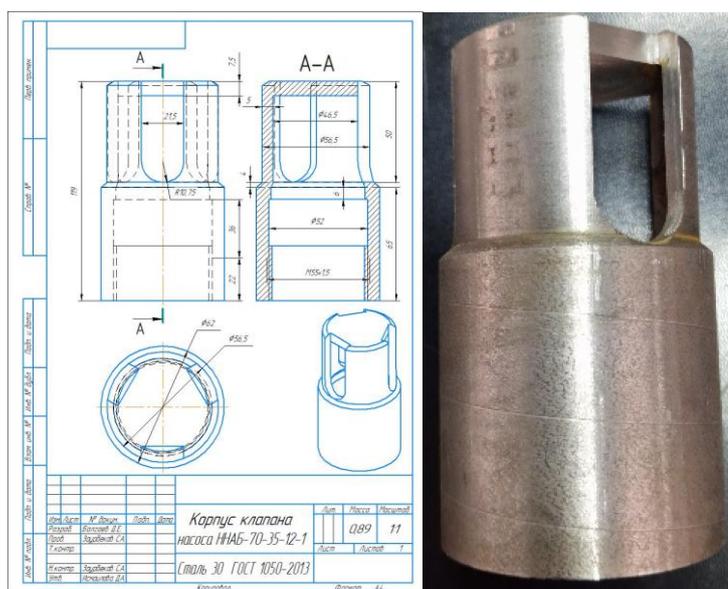


Рисунок 3.1 – Удлиненный корпус клапана СШН

Для установления рациональной конструкции «турбулизатора» были изготовлены опытные образцы с винтовой линией с шириной 5, 7,5 10 мм расположенной по спирали во внутренней полости «турбулизатора» (рисунок 3.4, 3.5 и 3.6).

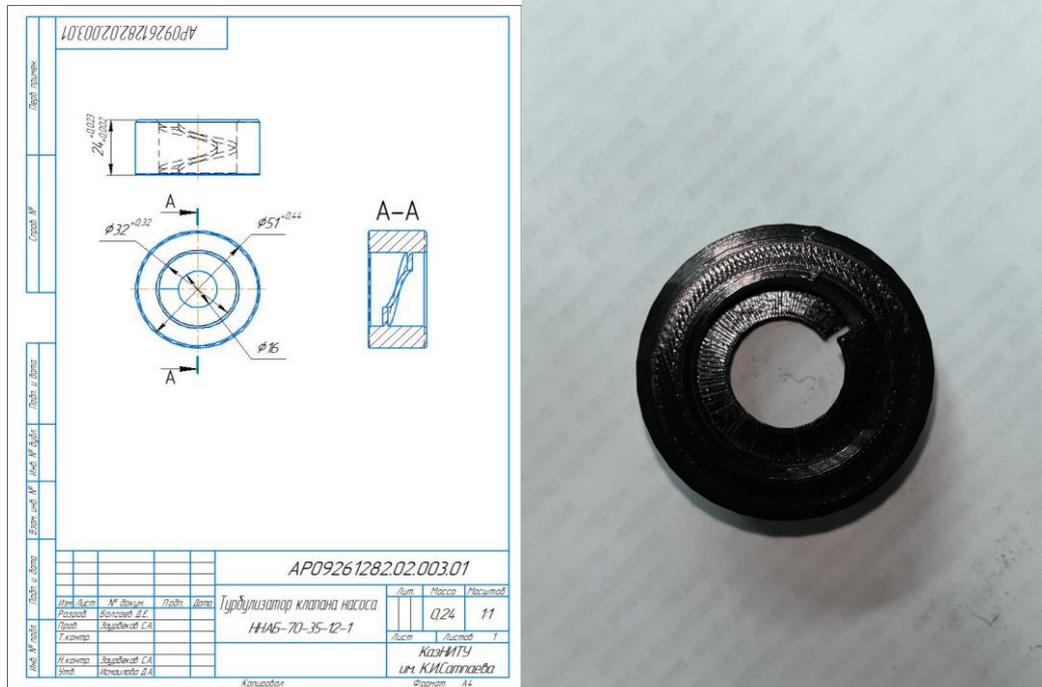


Рисунок 3.4 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 5 мм

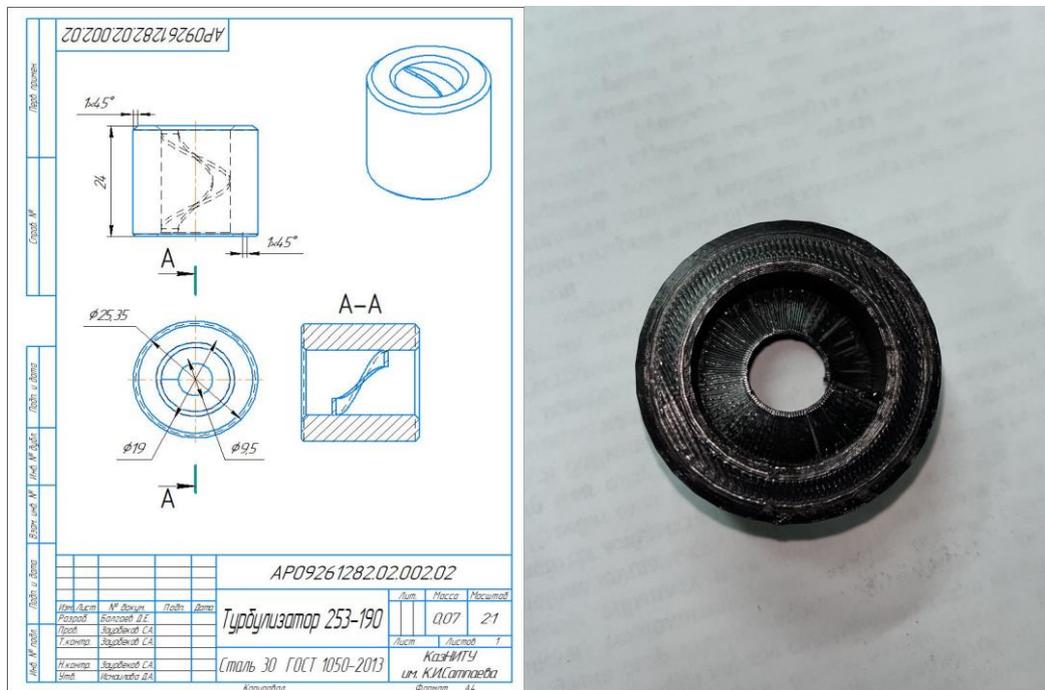


Рисунок 3.5 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 7,5 мм

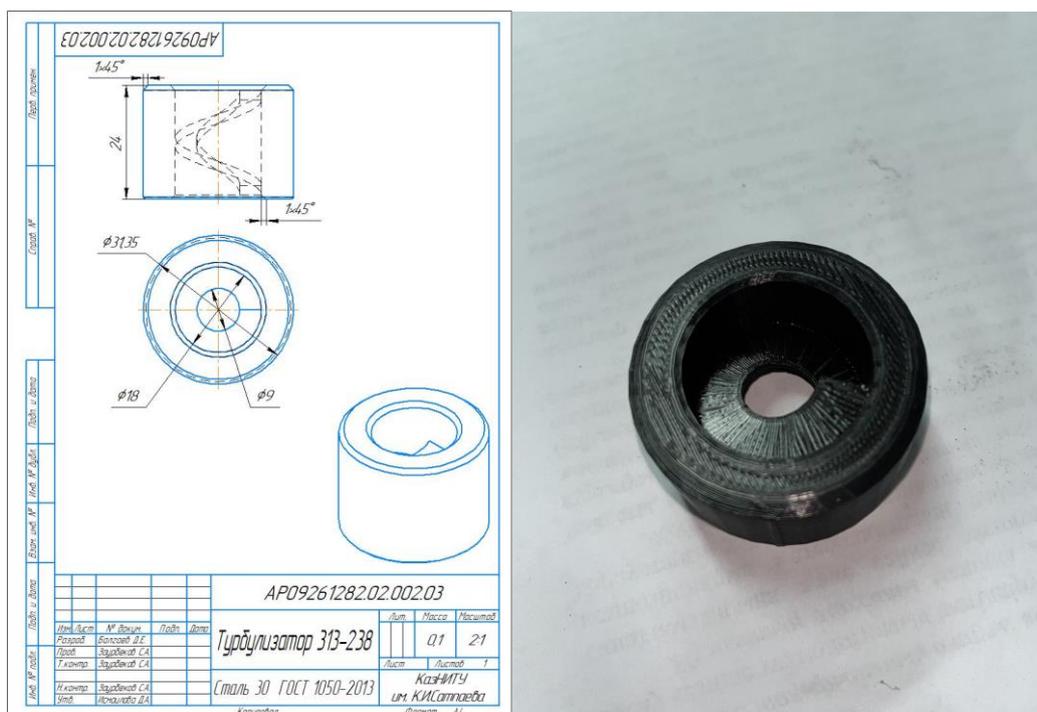


Рисунок 3.6 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 10 мм

Высота «турбулизатора» $H_{тур}$ равна двум толщинам стандартного седла клапана h_c , при этом внутренний проходной канал имеет диаметр соответствующий внутреннему диаметру седла стандартного клапана. «Турбулизаторы» изготовлены с применением аддитивных технологий изготовления по созданию физического объекта по электронной модели на 3D принтере методом послойного наращивания FDM (Fused deposition modeling). Для изготовления «турбулизатор» использовался 3D принтер модель Creality CR-5 H.

Все турбулизаторы изготовлены с применением аддитивных технологий по созданию физического объекта по электронной модели на 3D принтере методом послойного наращивания FDM (Fused deposition modeling).

3.3 Сборка стендовой установки для проведения экспериментальных исследований

Созданию экспериментальной установки, уделяется большое внимание в инженерной науке. Необходимость создания и сборки стендовой экспериментальной установки обусловлена исследованием движения запорного элемента клапанного узла скважинного штангового насоса (далее СШН или насос) на различных режимах работы и установления рационального угла отклонения оси седла от вертикали.

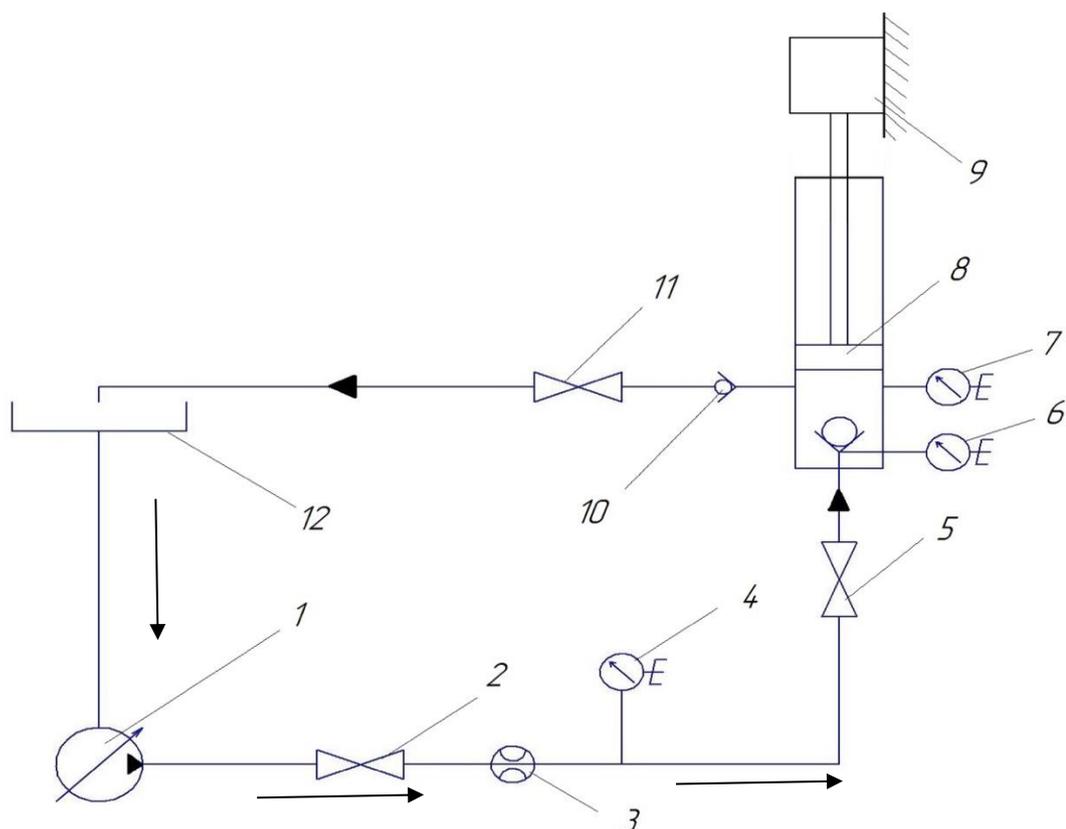
Стендовая экспериментальная установка представляет собой модель СШН условным диаметром 57 мм, наиболее широко применяемого на месторождении Узень изготовленного из оргстекла с целью проведения

визуального наблюдения и высокоскоростной съемки за движением запорного элемента всасывающего клапана насоса.

Гидравлическая схема стендовой установки представлен на рисунке 3.7. Основными элементами стендовой установки являются непосредственно СШН, привод с зубчатой рейкой, насос, емкость обвязанные в единую систему.

Удлиненный корпус клапана изготовленный из оргстекла показан на рисунке 3.8

Общий вид стендовой установки показан на рисунке 3.9 и включает в себя цилиндра с всасывающим клапаном и клапаном слива, поршня, шток, линейного привода поршня, патрубка нижнего подвода жидкости с вентилем. Основным сменных узлом для исследований является клапанный узел. Линейный привод обеспечивает вертикальное перемещение поршня и всасывание жидкости. В процессе всасывания жидкости клапан открывается и начинается движение в верх запорного элемента клапана, при этом осуществляется высокоскоростная видеосъемка движения шара.



- 1 – насос (насосная станция Pedrollo DG-PED3 с инвертором); 2, 5, 11 – краны;
3 – расходомер жидкости; 4 – манометр №1 (электронный датчик давления);
6 – манометр №2 (электронный датчик давления); 7 - манометр №3 (электронный датчик давления); 8 – поршень; 9 – привод штока; 10 – электромагнитный клапан;
12 – емкость

Рисунок 3.7 – Гидравлическая схема стендовой установки



Рисунок 3.8 – Удлиненный корпус клапана изготовленный из оргстекла

Размеры ЭСНУ обеспечивают моделирование работы клапанного узла СШН в натуральную величину, что позволяет исключить ошибки масштабирования. Клапанный узел устанавливался в корпусе насоса выполненного из органического стекла, что дает возможность визуально и с применением высокоскоростной видео съемки отслеживать режим движения запорного элемента клапана на различных режимах работы.

СШН включает в себя цилиндр с всасывающим клапаном и линией слива, поршень, шток, линейный привод штока, патрубка нижнего подвода жидкости с вентилем. Основным сменным узлом для исследований является клапанный узел. Линейный привод обеспечивает вертикальное перемещение поршня и всасывание жидкости. В процессе всасывания жидкости всасывающий клапан открывается и начинается движение в верх запорного элемента клапана, при этом осуществляется высокоскоростная видеосъемка движения шара. Процесс проведения эксперимента показана на рисунке 3.10.

В системе стенда задействован насос DG PED 3 итальянского производства, который позволяет обеспечивать заданное давление подпора, моделирующего давление на всасывающий клапан, в реальных условиях создаваемый уровнем погружения насоса в жидкость. Рабочие и технические характеристики насоса приведены на рисунке 3.11 и в таблице 3.1 [55, 56].

DG PED 3 это высокоэффективная, компактная, бесшумная, автоматическая установка повышения давления, которая включает в себя:

- многоступенчатый самовсасывающий насоса;
- инвертор;
- расширительный бак;
- обратный клапан;
- интуитивно понятную панель управления.



Рисунок 3.9 – Общий вид стендовой установки

Инвертор с электронным управлением, поддерживает постоянное давление в системе, регулируя скорость вращения насоса в зависимости от требуемого расхода; ограничивает пусковой и рабочий токи, обеспечивая экономию энергии; оснащён платой расширения, позволяющей работать параллельно двум инверторам в составе насосной группы, управляя входными и выходными сигналами.

К достоинствам насосов серии DG PED относится:

- низкий уровень шума;
- постоянное давление;
- простота использования;
- компактные габариты;
- укомплектованность расширительным баком, обратным клапаном, интуитивно понятной панелью управления;
- относится к классу многоступенчатых самовсасывающихся насосов.



Рисунок 3.10 – Процесс проведение эксперимента

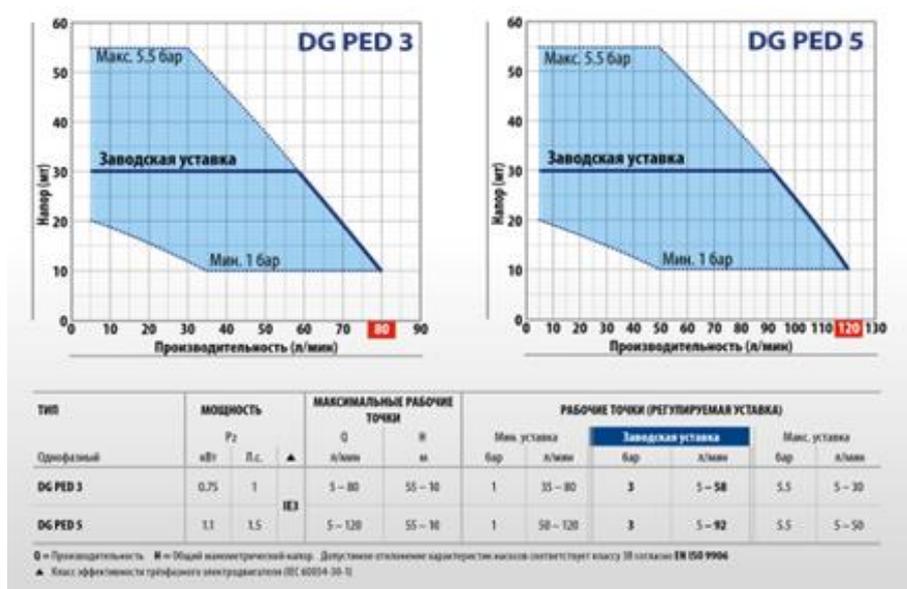


Рисунок 3.11 – Рабочие характеристики насоса DG PED 3 и DG PED 5

Таблица 3.1 – Технические характеристики насоса

| Параметр | Значение |
|---|--------------------|
| Напряжение питания | ~ 230 В ± 10% |
| Частота | 50/60 Гц |
| Изоляция | класс F |
| Макс. потребляемый ток - DG PED 3 - DG PED 5 | 7.5 А 10 А |
| Максимальная потребляемая мощность: P1 - DG PED 3 - DG PED 5 | 1,0 кВт 1,5 кВт |
| Макс. рабочее давление | 10 бар |
| Заводская уставка | 3 бар |
| Манометрическая высота всасывания | до 8 м |
| Температура жидкости | от 0 °С до + 40 °С |
| Температура окружающей среды | от 0 °С до + 40 °С |

В качестве привод модельной установки СШН использовали DEIMOS ULTRA BT A400 KIT для откатных ворот весом до 400 кг итальянского производства [57]. Достоинством является обеспечение линейного возвратно-поступательного движения зубчатой рейки с заданной скоростью с помощью пульта управления беспроводной связи представленный на рисунке 3.12. Система управления имеет магнитные концевые выключатели обеспечивающие точную и безопасную остановку в любых условиях окружающей среды. Технические характеристики приводы приведены в таблице 3.2.

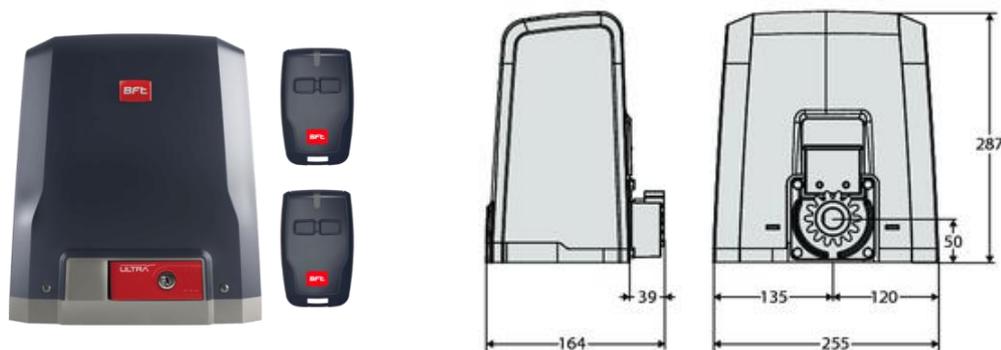


Рисунок 3.12 – Электро-механический привод с магнитными концевыми выключателями Deimos ULTRA BT A400

Таблице 3.2 – Технические характеристики привода

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Тип концевого выключателя | Магнитный |
| Реакция на препятствие | D-track |
| Замедление | Да |
| U-Link | Да |
| Блок управления | Merak 400 |
| Мощность, Вт | 50 |
| Интенсивность использования | Интенсивное |
| Температурный диапазон | -20 ÷ 50 °С |
| Модуль ведущей шестерни | 4 |
| Страна-производитель | Италия |

Для видеосъёмки движения запорного элемента клапана использовалась «Высокоскоростная съёмка с рапид камерой EVERCAM» - это HD видео превосходного качества 720p на скорости до 4 800 кадров в секунду [58].

Благодаря малым размерам (100 x 90 x 100 мм) и весу камеры являются универсальным инструментом для выполнения широкого спектра задач по регистрации быстротекущих процессов в таких областях, как лабораторные исследования технической направленности, испытание материалов, промышленные испытания, военное производство, линии поточного производства, рекламная высокоскоростная видеосъёмка (Slow Motion) и многих других.

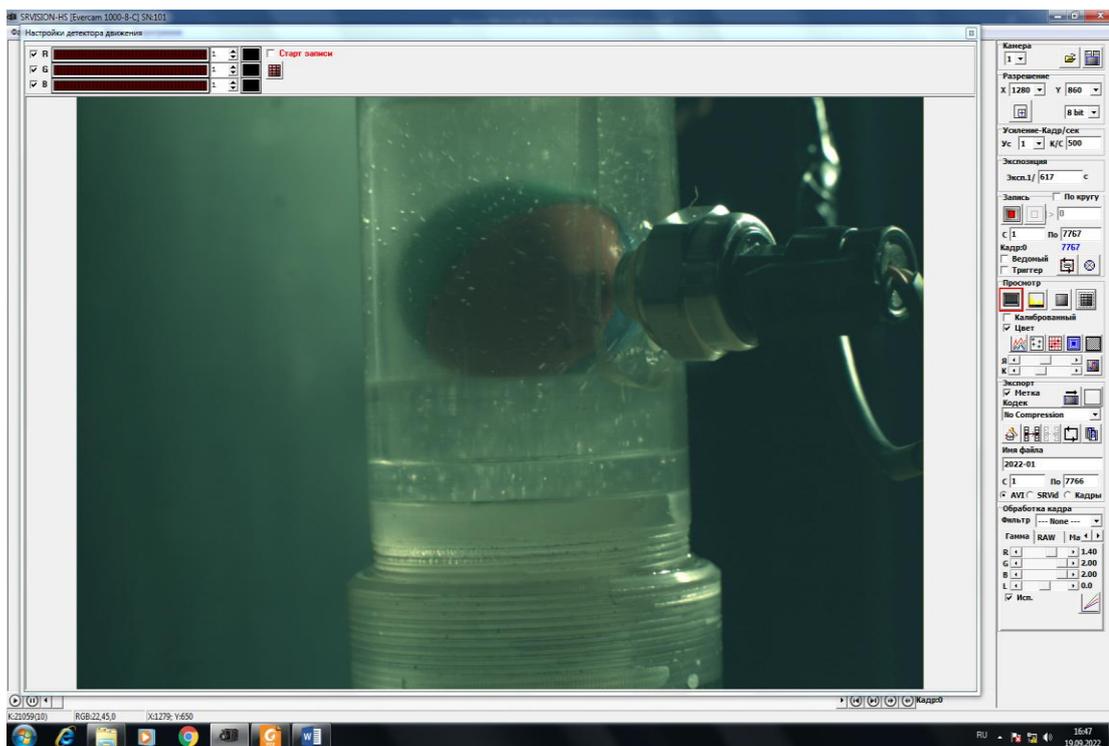


Рисунок 3.13 – Высокоскоростная съемка с рапид камерами EVERCAM



Рисунок 3.14 – Процесс проведение эксперимента

Высокоскоростные камеры EVERCAM являются уникальной разработкой американских и российских специалистов. Преимуществами видеокамер SMC (Slow Motion Camera) для высокоскоростной съемки EVERCAM являются: высокая чувствительность сенсора, превосходное качество изображения, возможность работы в экстремальных температурных условиях и при значительных ударных нагрузках, возможность разработки специализированного ПО обработки высокоскоростного видео: измерение скорости движения объектов, цифровая фильтрация, детектор движения и т.д.

Технические характеристики камеры EVERCAM-1000-8-M приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики камеры EVERCAM-1000-8-M

| Технические характеристики | |
|---|---|
| Сенсор | Цветной |
| Разрешение сенсора | 1280 x 860 px |
| Технология сенсора | CMOS |
| Формат сенсора | 4/3" |
| Чувствительность сенсора | 20 V / Lux-s на длине волны 550 нм |
| Квантовая эффективность сенсора | >45% на длине волны 550 нм |
| Динамический диапазон | 8 / 10 бит |
| Размер пиксела | 13.7 мкм |
| Память | 8 Гб |
| Длительность записи на предельном потоке | 7.43 с |
| Предельная частота кадров при разрешении | 1280 x 800: 1000 к/с |
| | 1024 x 768: 1140 к/с |
| | 1280 x 720: 1200 к/с |
| | 800 x 600: 1500 к/с |
| | 640 x 480: 1800 к/с |
| Предельная частота кадров при разрешении | 1280 x 80: 8700 к/с |
| | 1280 x 32: 16000 к/с |
| | 1280 x 16: 22500 к/с |
| Запись по внешнему источнику сигнала | Да |
| Старт-стоп записи | От кнопок, программно, по триггеру, по числу кадров |
| Сигнал внешнего синхронизатора | TTL |
| Циклическая запись | Да |
| Управление и передача видео | Gigabit Ethernet |
| Максимальное удаление от станции без репитер | 100 м |
| Усиление | Три уровня |
| Наличие управляющего ПО | Да |
| Чувствительность | ISO 8000 |
| Сохранение роликов в памяти камеры | До 128 |
| Загрузка стоп-кадров или фрагментов видеоряда | JPEG, BMP, TIFF, AVI |
| Отображение информации | К/с, время, дата-время, режим раб |
| Охлаждение | Активное воздушное |
| Тип крепления оптики | F-Mount |
| Крепление под штатив | Резьбовое 1/4" |
| Габариты без оптики | 100 x 90 x 100 мм |
| Вес без оптики | 1 кг |
| Питание | Постоянное 12 В, переменное 220В, 50Гц |
| Потребляемая мощность | 15 Вт |
| Температура работы | От 0 до 50 °С |

3.4 Методика проведения экспериментальных исследований работы клапана новой конструкции

Планирование эксперимента – это процедура выбора числа опытов и условий их проведения, необходимых для решения поставленной задачи с требуемой точностью [59]. Основная цель планирования эксперимента - достижение максимальной точности измерений при минимальном количестве проведенных опытов и сохранении статистической достоверности результатов [60].

Таковыми общими чертами эксперимента является необходимость:

1) контролировать любой эксперимент, т.е. исключать влияние внешних переменных, не принятых исследователем по тем или иным причинам к рассмотрению;

2) определять точность измерительных приборов и получаемых данных;

3) уменьшать до разумных пределов число переменных в эксперименте;

4) составлять план проведения эксперимента, наилучший с той или иной точки зрения;

5) проверять правильность (приемлемость) полученных результатов и их точность;

6) выбирать способ обработки экспериментальных данных и форму представления результатов;

7) анализировать полученные результаты и давать их интерпретацию в терминах той области, где эксперимент проводится.

Нами в процессе проведения экспериментов использовался стендовый вид экспериментов, который проводится при необходимости изучить вполне конкретный процесс, протекающий в исследуемом объекте, определением физических, химических и других свойств. По результатам стендовых испытаний судят о различных недоработках при расчетах конструкции.

Стендовые эксперименты могут проводиться непосредственно на объекте исследования или на его модели. Модель обычно отличается от объекта масштабом, а иногда – природой. Главное требование к модели – достаточно точное описание объекта [61].

Цель и задачи методики. Основной целью постановки экспериментов является установление рациональных конструктивных параметров «турбулизатора» устанавливаемого под седлом серийного клапана для обеспечения вращения запорного элемента клапана вокруг горизонтальной и вертикальной осей при его подъеме и посадке на седло клапана за счет решения следующих задач:

- установления рационального угла отклонения оси вкладыша седла от вертикали в зависимости от режимов работы;

- определение длины и ширины витка пластины в вкладыше седла для обеспечения рационального завихрения потока при выходе из седла клапана.

Выборка для проведения исследований. Параметры работы подающего насоса:

- подачу Q (дм³/мин): 10, 20, 30, 40, 50;
- напор P (м): 10, 20, 30, 40, 50.

Выборка по объекту исследования, клапанный узел скважинного штангового насоса с турбулизатор:

- диаметр турбулизатора (мм) - 50;
- угол отклонения оси седла клапана от вертикали: 0°, 5°, 10°, 15°;
- турбулизатор с винтовой пластиной шириной: 5, 7.5, 10 мм.

Режимы работы нагнетательного насоса системы.

- 1) $Q = 10$ дм³/с, $H = 10$ м.

Таблица 3.4 – Угол $\alpha = 0^\circ$ - отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,52 | 0,6 | 0,24 | 116 | 118 | 118 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 0,52 | 0,6 | 0,24 | 116 | 119 | 119 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3 | 0,53 | 0,7 | 0,25 | 117 | 119 | 119 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Таблица 3.5 – Угол $\alpha = 5^\circ$ - отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,55 | 0,6 | 0,25 | 116 | 119 | 119 | 2 | 3 | 4 | 2 | 3 |
| 2 | 0,56 | 0,6 | 0,25 | 116 | 119 | 120 | 3 | 3 | 4 | 2 | 4 |
| 3 | 0,56 | 0,7 | 0,25 | 116 | 120 | 120 | 2 | 3 | 3 | 2 | 4 |

Таблица 3.6 – Угол $\alpha = 7,5^\circ$ - отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,58 | 0,6 | 0,25 | 116 | 119 | 120 | 4 | 4 | 5 | 4 | 3 |
| 2 | 0,59 | 0,7 | 0,25 | 116 | 120 | 120 | 4 | 5 | 6 | 5 | 4 |
| 3 | 0,59 | 0,7 | 0,25 | 117 | 120 | 121 | 3 | 4 | 5 | 5 | 3 |

Таблица 3.7 – Угол $\alpha = 10^\circ$ - отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,6 | 0,8 | 0,25 | 116 | 120 | 121 | 5 | 5 | 5 | 3 | 4 |
| 2 | 0,61 | 0,8 | 0,24 | 116 | 120 | 121 | 5 | 6 | 6 | 4 | 4 |
| 3 | 0,6 | 0,9 | 0,24 | 116 | 120 | 121 | 5 | 5 | 5 | 3 | 3 |

Таблица 3.8 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 5 мм без отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,65 | 1,2 | 0,25 | 117 | 120 | 121 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 |
| 2 | 0,66 | 1,2 | 0,25 | 118 | 120 | 121 | 12 | 13 | 12 | 12 | 10 |
| 3 | 0,66 | 1,2 | 0,25 | 118 | 120 | 121 | 13 | 14 | 14 | 13 | 11 |

Таблица 3.9 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 7,5 мм без отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,66 | 1,4 | 0,25 | 118 | 120 | 120 | 19 | 18 | 17 | 18 | 16 |
| 2 | 0,67 | 1,5 | 0,25 | 118 | 120 | 121 | 19 | 18 | 18 | 18 | 16 |
| 3 | 0,67 | 1,6 | 0,25 | 118 | 121 | 121 | 19 | 18 | 18 | 17 | 16 |

Таблица 3.10 – Турбулизатор с винтовой пластиной шириной 10 мм без отклонения оси от вертикали

| № | Время подъема шара | Время посадки шара | Факт. подача дм ³ /с | Давление в точках, кПа | | | номер эксперимента / число оборотов шара | | | | |
|---|--------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------|-----|-----|--|----|----|----|----|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 1* | 2* | 3* | 4* | 5* |
| 1 | 0,68 | 1,5 | 0,25 | 118 | 121 | 121 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 |
| 2 | 0,69 | 1,5 | 0,25 | 118 | 121 | 122 | 14 | 13 | 13 | 13 | 11 |
| 3 | 0,69 | 1,6 | 0,25 | 118 | 121 | 122 | 14 | 14 | 13 | 13 | 11 |

* - порядковый номер хода поршня СШН

3.5 Результаты обработки экспериментальных данных гидродинамических исследований работы клапана СШН новой конструкции

Для проведения стендовых исследований с целью подтверждения и уточнения методики расчета разработанной конструкции клапанного узла с турбулизатором СШН, нами были изготовлены опытные образцы 6 (шесть) типов турбулизаторов с углом отклонения оси седла клапана от вертикали: 5°, 7,5° 10°, а также с вертикальным каналом с винтовой пластиной шириной 5, 7,5, 10 мм.

Все 6 (шесть) типов турбулизаторов изготовлены с применением аддитивных технологий по созданию физического объекта по электронной модели на 3Д принтере методом послойного наращивания FDM (Fused deposition modeling).

В процессе проведения стендовых экспериментальных исследований проводились снятие показаний с расходомера 3, электронных датчиков давления 4,6,7, показатели которых, обрабатывались в программе «Arduino» и представлялись в виде таблиц и графиков, как показано на рисунках 3.15 и 3.16.

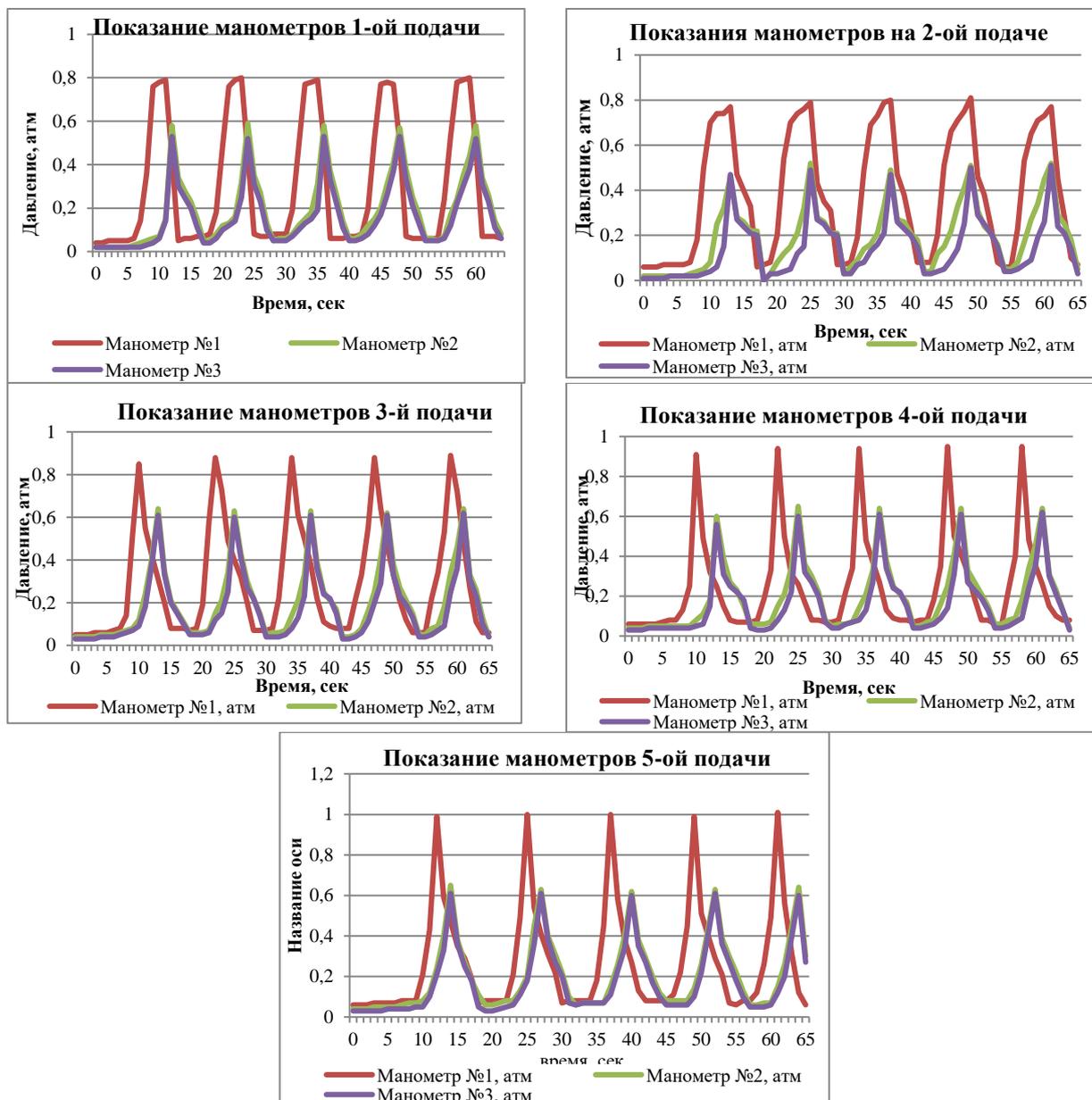


Рисунок 3.15 – Показания изменения давления, полученные в программе «Arduino» на 1 - 5 подаче

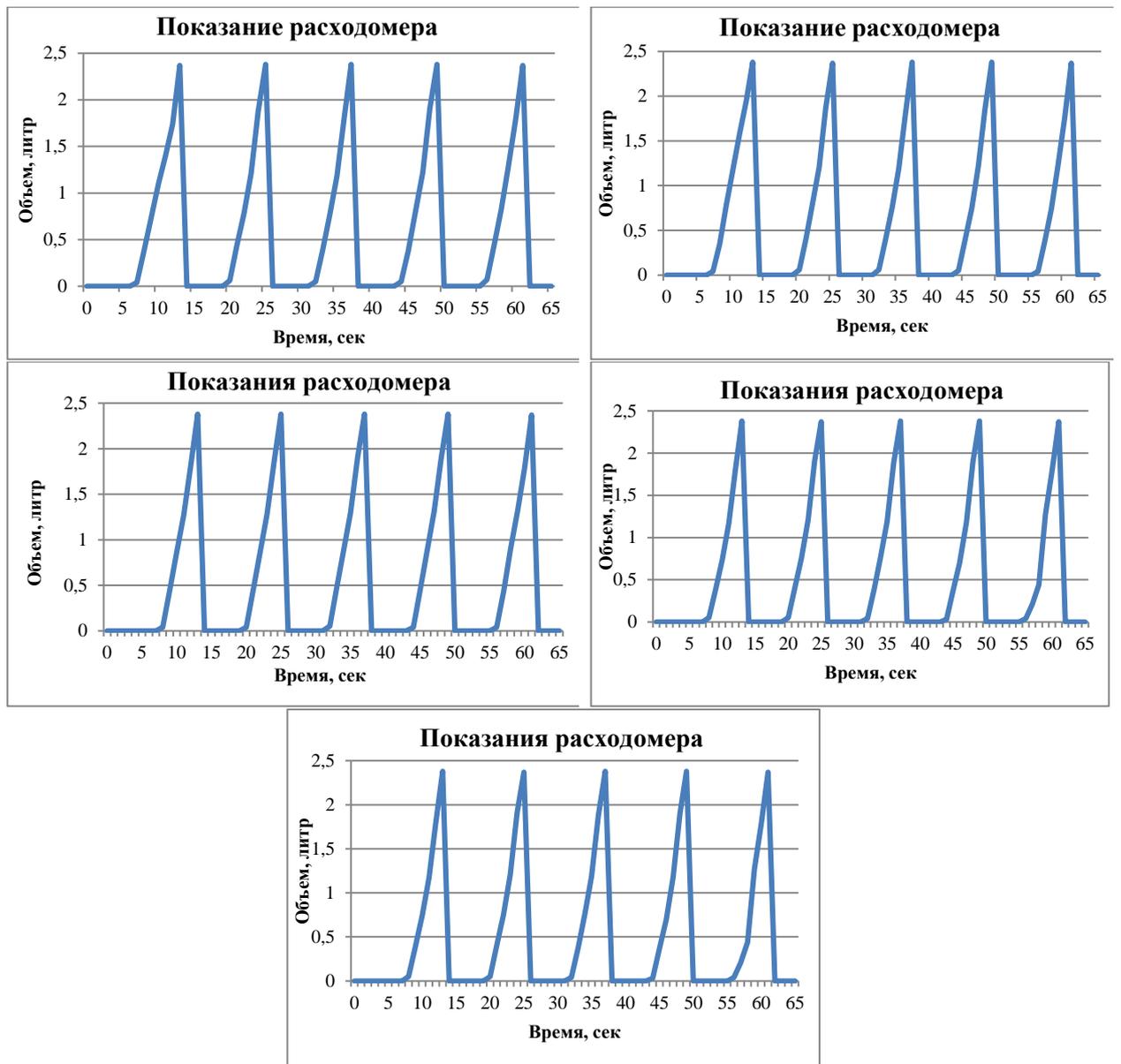


Рисунок 3.16 – Показания изменения расхода, полученные в программе «Arduino» на 1 - 5 подаче

Показания датчиков по давлению и подаче имеют стабильную форму на всех 5 режимах работы, что указывает на обеспечение постоянного подпора клапана при проведении экспериментальных исследований.

Частота вращения запорного элемента клапан – шарика полученная в результате обработки снимков полученных с высокоскоростной камеры EVERCAM-1000-8-M представлены на графиках рисунок 3.17.

Анализ данных представленных на графиках показывает, что наиболее лучшие результаты по частоте вращения шарика показал вариант «турбулизатора» шириной винтовой пластины 7,5 мм. Отклонение оси турбулизатора от вертикали приводит к вращению шарика, но не более 12 оборотов за 6 секунд подъема поршня насоса на высоту 1,2 м. Высота подъема взята из параметров реальных насосов [62, 63].

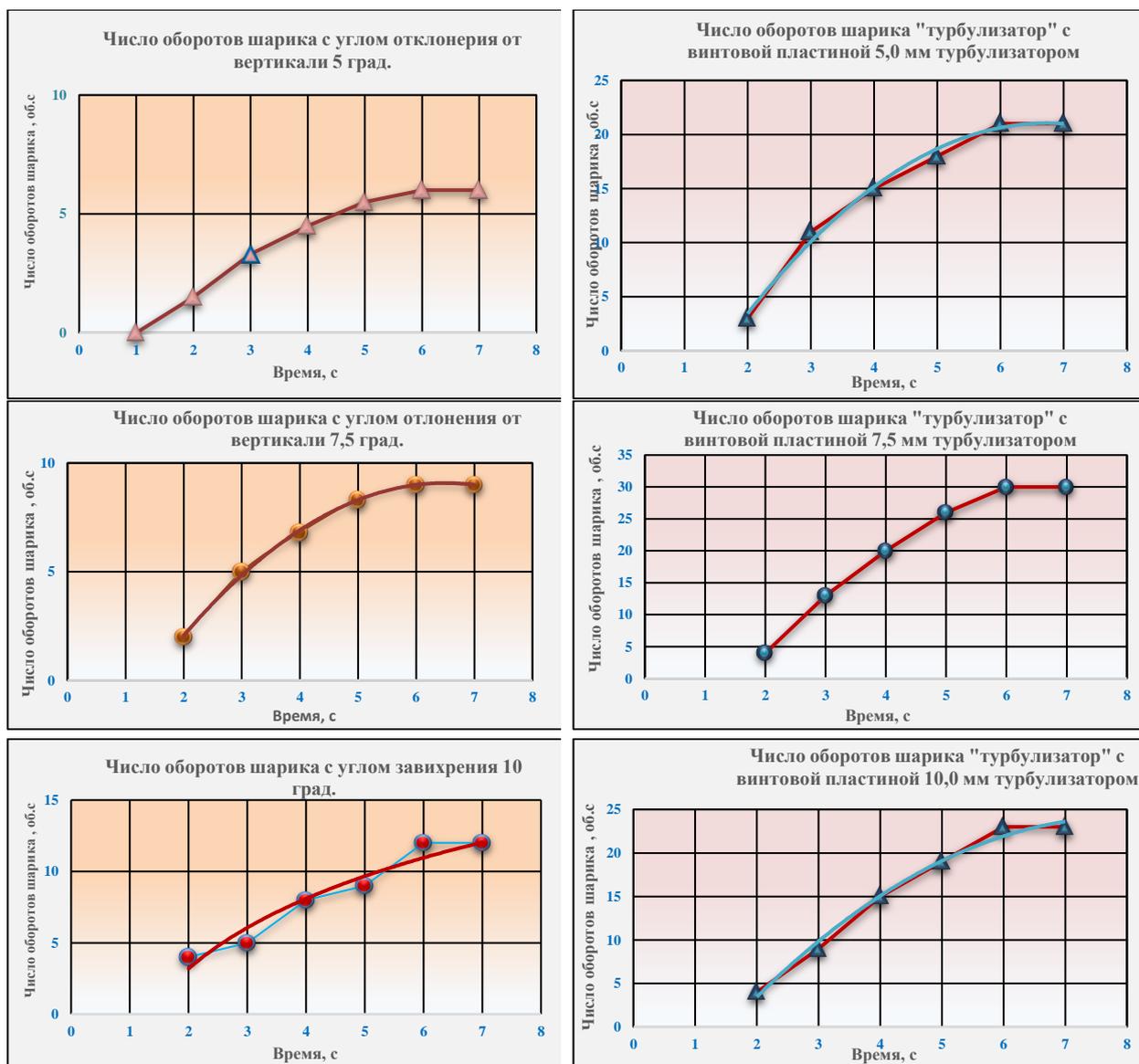


Рисунок 3.17 – Графики отражающие результаты проведенных экспериментов

На рисунке 3.18 приведена видео съемка вращения запорного элемента клапана – шарика с установленным «турбулизатором» имеющим пластину 7,5 мм, перекрывающую 50% проходного внутреннего отверстия турбулизатора по спирали, а также отдельные фотоснимки сделанные высокоскоростной камерой EVERCAM-1000-8-M.

Лучшие показатели «турбулизатора» с винтовой внутренней пластиной шириной 7,5 мм по видимо, обусловлено рациональной величиной перекрытия потока жидкости при входе в седло клапана. Пластины ширина 5,0 мм перекрывает меньшее поперечное сечение потока жидкости и как следствие оказывает меньшее давление потока на запорный элемент клапана – шарик принуждающий его к вращению. Пластина шириной 10 мм перекрывает большую часть потока жидкости входящей в седло клапана и создает дополнительное сопротивление и снижает скорость потока и как следствие частоту вращения запорного элемента клапана – шарика.



Рисунок 3.18 – Момент вращения запорного элемента клапана – шарика с установленным «турбулизатором» с винтовой пластиной 7,5 мм и снимки полученные с камеры EVERCAM-1000-8-M.

Таким образом, на основе анализа полученных экспериментальных данных для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважинах месторождения «Узень» оснащенных насосами ННАБ-70-35-12-1 выбираем для изготовления «турбулизатор» с расположенной по внутренней поверхности винтовой пластиной шириной 7,5 мм и толщиной 2 мм.

3.6 Анализ полученной информации по работе ШСН с клапанами новой конструкции на стендовой установке

Современные технологии и методики в области добычи нефти требуют постоянного совершенствования оборудования и применения новых материалов и конструктивных решений [64]. Штанговые насосы (ШСН) остаются одним из основных инструментов для подъема нефти на поверхность, и их эффективность напрямую зависит от качества и надежности используемых клапанов. В последние годы на рынке появились клапаны новой конструкции, которые обещают улучшенные характеристики работы и снижение эксплуатационных затрат [65]. Настоящий анализ посвящен

исследованию работы штанговых насосов с этими новыми клапанами на стендовой установке. В рамках работы будет рассмотрена методология испытаний, результаты и их интерпретация, а также обсуждены преимущества и недостатки новых конструкций.

Объектом исследования стали штанговые насосы, использующие различные конструкции клапанов, в том числе традиционные и новые. Основное внимание уделено новым конструкциям клапанов, которые разработаны с использованием современных материалов и технологий. Эти клапаны призваны обеспечить более эффективную работу насосов, повысить их надежность и сократить затраты на обслуживание.

Испытания проводились на специализированной стендовой установке, которая позволяла моделировать различные условия работы насосов. Установка была оснащена современными датчиками для измерения ключевых параметров, таких как:

- Производительность (объем жидкости, поднимаемой насосом)
- Давление в системе
- Температура жидкости
- Уровень вибраций

Испытания проводились в различных режимах, включая изменение параметров жидкости, такие как вязкость, плотность и температура, а также параметры работы насосов, такие как частота вращения и длительность цикла работы.

3.6.1 Проведение испытаний

Перед началом испытаний была проведена детальная подготовка стендовой установки. Все датчики и измерительные устройства были откалиброваны, и проведено тестирование на работоспособность. Для обеспечения точности измерений были определены контрольные точки, в которых проводились замеры параметров.

Выбор конструкции клапанов

Для испытаний были выбраны два типа клапанов:

1) Традиционные клапаны: используемые в большинстве штанговых насосов в настоящее время. Они выполнены из стали и имеют стандартные размеры и конструкцию.

2) Новые клапаны: выполненные из композитных материалов и обладающие усовершенствованной геометрией, что должно способствовать улучшению характеристик работы насосов.

3.6.2 Параметры испытаний

Для каждого типа клапанов проводились испытания в идентичных условиях. Основные параметры испытаний включали:

- Объем поднимаемой жидкости
- Давление в системе
- Температура жидкости

- Уровень вибраций
- Время работы насосов

Испытания проводились в нескольких режимах:

- 1) Стандартный режим: насосы работали с типичными параметрами для нефтяной жидкости.
 - 2) Экстремальный режим: насосы работали с жидкостями повышенной вязкости и температуры.
 - 3) Переменный режим: изменялись параметры потока и давления.
- Для каждого из режимов были разработаны специальные методики, которые позволяли получить достоверные и сопоставимые данные.

3.6.3 Результаты испытаний

Производительность:

Результаты испытаний показали, что штанговые насосы с новыми клапанами продемонстрировали значительное увеличение производительности. В стандартном режиме работы увеличение составило около 15-20% по сравнению с насосами, использующими традиционные клапаны.

Причины увеличения производительности:

- Улучшенная пропускная способность: Новая геометрия клапанов обеспечивает более свободное движение жидкости, что увеличивает объем подачи.
- Снижение потерь на трение: Использование композитных материалов способствует снижению потерь на трение, что положительно сказывается на общей производительности.

Давление в системе при работе с новыми клапанами оставалось более стабильным, чем при использовании традиционных. Анализ данных показал, что колебания давления были минимальными, что говорит о высокой эффективности работы насосов.

Влияние на эффективность

Стабильность давления является ключевым фактором для эффективной работы насосов, так как резкие колебания могут привести к аварийным ситуациям и повышенному износу оборудования.

Температура жидкости в системе при использовании новых клапанов оказалась на 5-10% ниже, чем при использовании традиционных решений. Это может свидетельствовать о более эффективном теплообмене и снижении тепловых потерь.

Теплоотводящие характеристики

Современные материалы, используемые в новых клапанах, обеспечивают лучшие теплоотводящие характеристики, что позволяет поддерживать оптимальную температуру работы системы [66].

Уровень вибраций при работе насосов с новыми клапанами был значительно ниже, чем у традиционных решений. Это говорит о стабильности работы и минимизации механических воздействий на систему.

Значение вибраций для эксплуатации

Снижение уровня вибраций не только увеличивает срок службы насосов, но и снижает уровень шума, что является важным фактором для условий эксплуатации.

3.6.4 Обсуждение результатов

Преимущества новых клапанов

На основе полученных данных можно выделить основные преимущества новых клапанов:

- Увеличенная производительность: Увеличение на 15-20% открывает новые возможности для повышения объемов добычи нефти.

- Снижение эксплуатационных затрат: Меньшая необходимость в техническом обслуживании и замене компонентов приводит к сокращению затрат на обслуживание.

- Повышенная надежность: Новые конструкции клапанов показывают меньшее количество аварий и поломок.

Недостатки и ограничения

Несмотря на преимущества, использование новых клапанов также имеет свои недостатки:

- Высокая стоимость: Первоначальные затраты на закупку и установку новых клапанов могут быть выше.

- Необходимость в обучении: Работа с новыми материалами и конструкциями требует дополнительного обучения технического персонала.

Экономическая целесообразность

Экономические расчеты показывают, что несмотря на высокие первоначальные затраты, долгосрочные выгоды от увеличенной производительности и снижения эксплуатационных затрат делают новые конструкции клапанов экономически целесообразными. Внедрение новых технологий может привести к значительному увеличению доходов от добычи нефти.

Рекомендации для дальнейших исследований

На основании проведенных испытаний можно предложить несколько направлений для дальнейших исследований:

- 1) Долговременные испытания: Необходимо провести долговременные испытания для оценки надежности и долговечности новых клапанов в реальных условиях эксплуатации.

- 2) Оптимизация конструкции: Рассмотреть возможность оптимизации конструкции клапанов для повышения их производительности и надежности.

- 3) Анализ влияния вязкости: Провести дополнительные исследования, касающиеся влияния вязкости жидкостей на работу насосов с новыми клапанами.

Анализ работы штанговых насосов с клапанами новой конструкции на стендовой установке подтвердил их высокую эффективность и надежность. Полученные результаты показывают, что новые клапаны способны

значительно повысить производительность, снизить эксплуатационные затраты и увеличить срок службы оборудования. Рекомендовано продолжить исследование и внедрение новых технологий в нефтяной отрасли для улучшения процессов добычи и повышения их эффективности [67, 68].

В ходе анализа работы штанговых насосов (ШСН) с новыми клапанами на стендовой установке были получены важные результаты, которые подчеркивают значимость применения современных технологий и конструктивных решений в нефтяной отрасли. Результаты испытаний показали, что новые конструкции клапанов обеспечивают ряд преимуществ по сравнению с традиционными аналогами, что открывает новые горизонты для повышения эффективности добычи нефти [69].

1) Повышение производительности

Одним из наиболее значительных результатов испытаний стало увеличение производительности насосов с новыми клапанами на 15-20% по сравнению с традиционными клапанами. Это может быть связано с несколькими факторами. Во-первых, новая геометрия клапанов обеспечивает более свободное движение жидкости, что значительно увеличивает объем подачи. Во-вторых, использование композитных материалов способствует снижению потерь на трение, что также положительно сказывается на производительности насосов. Увеличение производительности, в свою очередь, может привести к более высоким объемам добычи, что является ключевым фактором для рентабельности нефтяных операций.

2) Стабильность давления

Кроме того, результаты показали, что насосы с новыми клапанами обеспечивают более стабильное давление в системе. Минимальные колебания давления в процессе работы говорят о высокой эффективности насосов и их надежности. Стабильность давления критически важна для предотвращения аварийных ситуаций и повышенного износа оборудования. Это, в свою очередь, свидетельствует о том, что новые конструкции клапанов могут быть использованы в более широком диапазоне условий эксплуатации без риска серьезных поломок.

3) Улучшенные теплоотводящие характеристики

Использование новых клапанов также оказалось связано с более низкой температурой жидкости в системе, что на 5-10% ниже, чем при использовании традиционных решений. Это может свидетельствовать о более эффективном теплообмене и снижении тепловых потерь. Такие характеристики особенно важны в условиях, когда высокая температура может привести к снижению производительности и надежности насосов. Хорошие теплоотводящие характеристики новых клапанов помогают поддерживать оптимальную рабочую температуру, что является ключевым фактором для долгосрочной эксплуатации оборудования.

4) Снижение уровня вибраций

Уровень вибраций при работе насосов с новыми клапанами оказался значительно ниже, что свидетельствует о стабильности работы и минимизации

механических воздействий на систему. Снижение вибраций не только увеличивает срок службы насосов, но и снижает уровень шума, что является важным фактором в условиях эксплуатации. Высокий уровень вибраций может негативно сказаться на состоянии оборудования и увеличить расходы на техническое обслуживание.

5) Преимущества и недостатки новых конструкций

Несмотря на значительные преимущества, использование новых клапанов имеет и свои недостатки. Во-первых, высокая стоимость первоначальных инвестиций может стать преградой для широкого внедрения новых технологий. Во-вторых, работа с новыми материалами и конструкциями требует дополнительного обучения технического персонала, что также может вызвать дополнительные расходы. Однако в долгосрочной перспективе, экономические расчеты показывают, что выгоды от увеличенной производительности и снижения эксплуатационных затрат делают новые конструкции клапанов экономически целесообразными.

б) Рекомендации для дальнейших исследований

На основе полученных данных важно продолжить исследования в данной области. Необходимы долговременные испытания для оценки надежности и долговечности новых клапанов в реальных условиях эксплуатации. Также стоит рассмотреть возможность оптимизации конструкций клапанов, чтобы еще больше повысить их производительность и надежность. Дополнительные исследования по влиянию вязкости жидкостей на работу насосов с новыми клапанами помогут понять, как их эффективность изменяется в различных условиях эксплуатации.

Выводы по третьему разделу

В целом, анализ работы штанговых насосов с клапанами новой конструкции подтверждает их высокую эффективность и надежность. Полученные результаты показывают, что новые клапаны способны значительно повысить производительность, снизить эксплуатационные затраты и увеличить срок службы оборудования. Рекомендовано продолжать исследование и внедрение новых технологий в нефтяной отрасли для улучшения процессов добычи и повышения их эффективности. Внедрение таких инноваций может сыграть ключевую роль в будущем нефтяной индустрии, способствуя не только экономической выгоде, но и повышению общей надежности и устойчивости оборудования.

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ШСН С КЛАПАНАМИ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ

4.1 Обсуждение на НТС и утверждение программы испытаний

Для успешного выполнения программы испытаний штанговых насосов (ШСН) с клапанами новой конструкции потребуется обсуждение и утверждение программы на Научно-техническом совете (НТС). Такое обсуждение позволит учесть интересы и мнения ключевых специалистов, а также получить ценные рекомендации для дальнейшей оптимизации программы испытаний.

Основные аспекты для обсуждения на НТС:

1) Обоснование необходимости испытаний. Необходимо представить научные и экономические доводы для проведения испытаний. Участники НТС смогут оценить необходимость испытаний в текущем контексте и их возможное влияние на общие затраты и производительность добычи нефти. Особое внимание стоит уделить объяснению потенциальных преимуществ новых клапанов – увеличению производительности, снижению эксплуатационных затрат и повышению надежности оборудования.

2) Цели и задачи программы испытаний. Программа испытаний должна иметь четко сформулированные цели, такие как определение производительности, надежности, устойчивости к вибрациям и эффективности теплоотвода новых клапанов в условиях, приближенных к реальным. На обсуждение НТС выносятся полный список задач, включая выбор материалов, конструктивных особенностей, условий эксплуатации и планируемых режимов испытаний.

3) План и методология испытаний. Должен быть представлен и утвержден детализированный план проведения испытаний. На НТС необходимо описать порядок и режимы испытаний, параметры, подлежащие измерению, и применяемые для этого измерительные системы. Например, испытания будут включать как стандартные, так и экстремальные режимы, что позволит оценить поведение новых клапанов при различных вязкостях и температурах.

4) Требования к оборудованию и стендовой установке. Следует представить список оборудования, включая датчики, стендовые установки и другие инструменты, которые будут использоваться в испытаниях. Потребуется также оценка готовности стендовой установки, а НТС может выдвинуть предложения по дополнительным измерительным инструментам или изменению конфигурации оборудования для повышения точности данных.

5) Критерии оценки и параметры эффективности. Для анализа эффективности новых клапанов должны быть определены четкие критерии оценки. На обсуждение НТС можно вынести ключевые параметры, такие как стабильность давления, уровень вибраций, теплопередача, а также объем

подаваемой жидкости и устойчивость к нагрузкам. Участники совета могут предложить дополнительные критерии или более детально определить существующие.

б) Риски и возможные трудности. Важно обсудить потенциальные риски испытаний, включая возможные технические трудности, связанные с использованием новых материалов и конструкций. НТС может предложить меры предосторожности или альтернативные подходы для минимизации рисков и обеспечения безопасности персонала и оборудования.

7) Ожидаемые результаты и их значение для отрасли. Предполагаемые результаты испытаний должны быть согласованы с НТС, чтобы избежать неоднозначностей и оценить их значимость для нефтяной отрасли. Результаты могут включать рекомендации для последующей оптимизации конструкции и экономические расчеты потенциальной выгоды. Участники НТС также могут предложить более точные показатели или уточнить методику анализа данных.

8) Формирование экспертной комиссии. На НТС следует утвердить состав экспертной комиссии, которая будет контролировать ход испытаний и проводить анализ результатов. В комиссию могут войти специалисты по штанговым насосам, материаловедению и испытательной технике, а также представители экономической службы для оценки финансовых перспектив.

Утверждение программы испытаний.

После обсуждения каждого из вышеперечисленных пунктов НТС сможет вынести согласованное решение о запуске программы испытаний. Утверждение программы станет важным этапом, который позволит продолжить работу по созданию и внедрению новых клапанов для штанговых насосов, обеспечивая максимальную эффективность и безопасность испытательного процесса.

4.2 Особенности конструкции и монтажа новых клапанов для совмещения с серийными насосами ННАБ-70-35-12-1

Для интеграции новых клапанов в серийные насосы ННАБ-70-35-12-1 была разработана конструкция, оптимизированная под требования современных технологий добычи нефти. Новая модель клапана основывается на сочетании стандартных элементов с новыми конструктивными решениями, которые улучшают эксплуатационные характеристики и увеличивают срок службы оборудования.

4.2.1 Основные конструктивные особенности новых клапанов

1) Корпус и стандартная пара «седло-шарик»:

– Новый клапан сохраняет стандартный узел "седло-шарик", обеспечивающий герметичное перекрытие и высокую надежность. Это важное преимущество, так как сохранение стандартного узла облегчает монтаж нового клапана в насосы ННАБ-70-35-12-1 без необходимости в серьезной модификации насоса.

– Однако, корпус клапана был удлинен. Это сделано для улучшения направленности потока жидкости, снижения кавитации и увеличения стабильности потока, что помогает уменьшить износ седла и повысить общую надежность системы.

2) Введение «турбулизатора»:

– Важной инновацией конструкции стало введение «турбулизатора» – устройства, создающего завихрение потока жидкости внутри клапана. Турбулизатор установлен внутри корпуса клапана и снабжен винтовой пластиной шириной 7,5 мм, что позволяет частично перекрывать поток (на 50%), создавая завихрение жидкости.

– Завихрение потока является значительным улучшением, так как оно заставляет запорный элемент – шарик – вращаться. Таким образом, каждый раз при посадке шарика на седло его контактная поверхность меняется. Это существенно уменьшает локальный износ и повышает срок службы клапана.

– Сама по себе конструкция турбулизатора разработана с учетом гидравлических особенностей потока нефти: за счет винтовой линии обеспечивается равномерное вращение и снижение сопротивления жидкости, что способствует увеличению производительности насоса и снижению его энергозатрат.

3) Высота и габариты турбулизатора:

– Для повышения эффективности завихрения и долговечности клапана, высота турбулизатора ($H_{тур}$) была определена как равная двум толщинам стандартного седла клапана (h_c). Это было сделано для того, чтобы обеспечить достаточное завихрение жидкости, без создания избыточного сопротивления потоку.

– Внутренний канал турбулизатора имеет диаметр, соответствующий внутреннему диаметру седла стандартного клапана, что позволяет избежать чрезмерного снижения давления при прохождении потока через клапан.

4) Спиральная винтовая линия:

– Для улучшения завихрения потока в турбулизаторе предусмотрена винтовая линия, отклоненная от вертикальной оси на 5° , $7,5^\circ$ и 10° . Эти углы были выбраны экспериментально, чтобы создать завихрение с оптимальной скоростью, способствующей вращению запорного шарика, но не создающей чрезмерного сопротивления потоку.

– Винтовая линия также имеет разные варианты ширины (5 мм, 7,5 мм и 10 мм), что дает возможность изменять интенсивность завихрения потока, а следовательно – и скорость вращения шарика. Оптимальной шириной была выбрана 7,5 мм, так как она обеспечивает достаточное перекрытие проходного канала (50%) и создает умеренное завихрение, способствующее стабильной работе клапана без значительных потерь давления.

5) Аддитивные технологии для изготовления турбулизаторов:

– Турбулизаторы были изготовлены с использованием аддитивных технологий – метода послойного наплавления (Fused Deposition Modeling, FDM) на 3D-принтере. Применение 3D-печати позволило с высокой

точностью изготовить девять типоразмеров турбулизаторов, каждый из которых рассчитан для клапанов с разными характеристиками.

– Использование аддитивных технологий позволило экономить ресурсы на этапе изготовления, быстро настраивать конфигурацию и разрабатывать прототипы с минимальными затратами. Это также позволяет оперативно изготавливать запасные детали в случае необходимости, что значительно упрощает эксплуатацию оборудования в удаленных условиях нефтедобычи.

4.2.2 Особенности монтажа новых клапанов с турбулизаторами в насосы ННАБ-70-35-12-1

1) Точность монтажа и совместимость с насосами ННАБ-70-35-12-1:

– Для успешной интеграции новых клапанов в серийные насосы необходимо соблюдать точность установки. Поскольку внутренний диаметр проходного канала турбулизатора соответствует внутреннему диаметру стандартного седла клапана, это позволяет интегрировать новую конструкцию с минимальными доработками насоса.

– Однако, важно тщательно выровнять ось турбулизатора и корпуса клапана, чтобы избежать дисбаланса и излишнего трения, которые могут возникнуть при неправильном монтаже и повлиять на производительность и долговечность насоса.

2) Учет параметров завихрения и турбулентности:

– Одной из особенностей конструкции является возможность изменения угла наклона спирали. В процессе монтажа и настройки клапана важно учитывать этот параметр, так как чрезмерное отклонение угла может создать избыточную турбулентность, что увеличит износ клапана и насосного оборудования в целом.

– Рекомендуется предварительно определить оптимальный угол отклонения для конкретных условий эксплуатации насоса. Экспериментальные испытания показывают, что угол $7,5^\circ$ является наиболее сбалансированным с точки зрения интенсивности завихрения и устойчивости потока.

3) Тестирование и калибровка:

– После установки клапанов с турбулизаторами проводится тестирование насоса для проверки производительности и давления, так как особенности конструкции турбулизатора влияют на гидродинамику потока.

– Калибровка параметров насоса проводится в зависимости от вязкости и плотности перекачиваемой жидкости. При более высоких параметрах вязкости рекомендуется использовать турбулизаторы с меньшим углом отклонения спирали и более узкой линией для снижения износа и повышения стабильности потока.

4) Контроль состояния и обслуживания:

– Для обеспечения долговечности клапанов с турбулизаторами важно проводить регулярный контроль состояния седла и шарика, так как

конструкция, основанная на ротации запорного элемента, создает разные зоны износа.

– Рекомендуется проведение планового технического обслуживания с регулярной заменой изношенных элементов, что позволит максимально продлить срок службы клапанов и избежать аварийных ситуаций, связанных с износом оборудования.

4.2.3 Преимущества и ограничения новой конструкции клапанов

1) Преимущества новой конструкции:

– Повышение износостойкости: За счет ротации шарика достигается равномерное распределение износа по всей поверхности, что увеличивает срок службы клапана.

– Увеличение производительности: Оптимизированная форма турбулизатора позволяет увеличить производительность насоса за счет стабильного потока и снижения сопротивления жидкости.

– Гибкость в настройке: Возможность регулировки угла наклона спирали позволяет адаптировать клапан под различные характеристики нефти и условия эксплуатации.

– Экономичность и легкость в изготовлении: Применение 3D-печати упрощает процесс производства и позволяет оперативно изготавливать детали на замену или модернизировать существующую конструкцию.

2) Ограничения и недостатки:

– Необходимость точного монтажа: Небольшие ошибки при установке могут привести к несоосности и повышенному износу как клапана, так и других частей насоса.

– Сложность в обслуживании: Более сложная конструкция требует регулярного контроля и планового технического обслуживания, что может создать дополнительные трудности в удаленных условиях нефтедобычи.

– Первоначальные затраты: Стоимость производства и установки новых клапанов может быть выше, особенно если требуется переоборудование насосов для точной интеграции.

– Необходимость обучения персонала: Для корректной эксплуатации и обслуживания новых клапанов требуется обучение специалистов, так как технология включает новые материалы и методики установки.

4.2.4 Перспективы и рекомендации по внедрению

Преимущества долгосрочной эксплуатации:

– Экономические расчеты показывают, что несмотря на высокие начальные затраты на установку и производство новых клапанов, долгосрочная эксплуатация будет более выгодной благодаря увеличенному сроку службы и снижению затрат на замену изношенных элементов.

– Увеличение производительности насоса за счет завихрения и снижения трения позволяет поднять объемы добычи нефти, что положительно сказывается на финансовых показателях предприятий.

4.3 Проведение опытно - промысловых испытаний

Изготовленные «турбулизаторы» и удлиненные корпуса клапанов на СШН ННАБ-70-35-12-1 были доставлены в г.Жанаозень и завезены в Цех по ремонту СШН АО Озенмунайгаз.

С участием начальника цеха по ремонту СШН Белпаев Н.И., зам. начальника департамента подземного ремонта (ПР), Начальник ремонтной базы насосов Токмуратова Н., представителей КазНИТУ им. К.И. Сатпаева отв. исполнителя проекта НИР ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти» к.т.н., профессора Заурбекова С.А. и СНС Балгаева Д.Е. после обсуждения была произведена установка «турбулизаторов» и удлиненных корпусов всасывающих и нагнетательных клапанов на 5 (пять) насосов с записью в журнале учета (рисунки 4.1-4.3). Далее была произведена опрессовка клапанных узлов насосов, нанесена краской на насосе надпись и насосы были уложены для отправки на скважины.

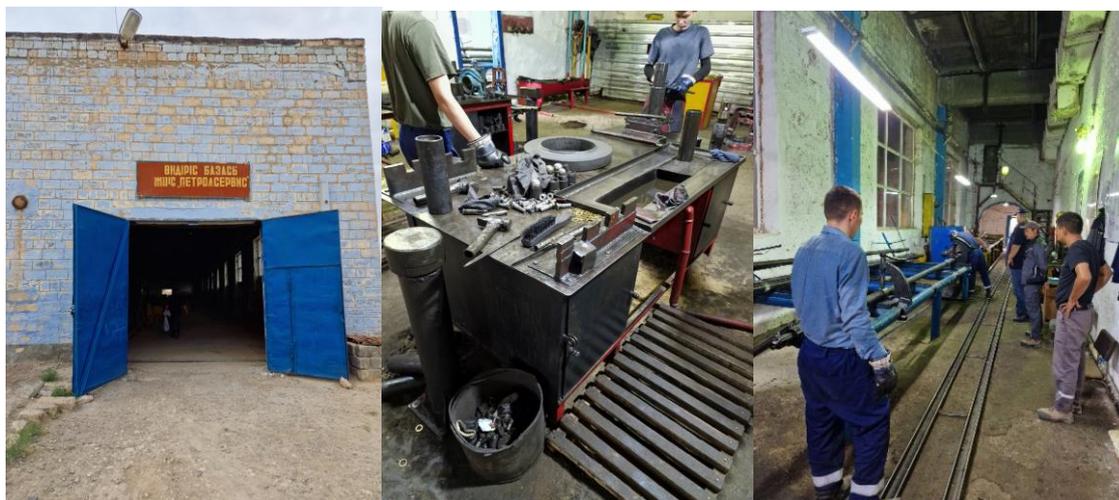


Рисунок 4.1 – Цех по ремонту СШН АО Озенмунайгаз



Рисунок 4.2 – Установка «турбулизаторов» и удлиненных корпусов



Рисунок 4.3 – Насосы ШГН оборудованные с турбулизаторами

При этом, следует отметить, что 6 (шесть) «турбулизаторов» и новых удлиненных корпусов были установлены на 3 (три) старых насоса и 4 (четыре) на 2 новых насоса. На один насос устанавливался всасывающий и нагнетательный клапан новой конструкции.

Через определенный период времени насосы оборудованные клапанами новой конструкции были доставлены на скважины НГДУ-3 и спущены в скважины, о чем оформлены Акты установки и спуска насосов в скважину (приведены в приложении И). Насосы оборудованные новыми всасывающими и нагнетательными клапанами были спущены в следующие скважины №6356, №4702, №8509, №2093, №3093 НГДУ-3.

4.4 Сбор фактического материала по работе насосов ННАБ-70-35-12-1 с клапанами новой конструкции

Сейчас в мире насчитывается более 65 000 тысяч месторождений нефти и газа, в том числе Казахстане более 250 месторождений нефти и газа. Большинство из них эксплуатируют более 30 лет. С ростом срока эксплуатации все большее число нефтяных месторождений переходит на насосную добычу углеводородного сырья. Более половины фонда действующих скважин в мире оснащено скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ) [70-73].

Это обусловлено высокой надежностью и ресурсом работы СШНУ, конструктивной простотой, не дефицитностью и дешевизной применяемых при их изготовлении материалов, а также неприхотливостью в обслуживании. Эти факторы обеспечили консервативность конструкции СШНУ, не меняющейся в течение длительного времени. Эти факторы обеспечили консервативность конструкции СШНУ, не меняющейся в течение длительного времени. Анализ состояния разработки нефтяных месторождений в Казахстане показывает, что по отдельным месторождениям применение скважинных штанговых насосных установок с балансирным приводом

(станками-качалками) составляет почти 100%. К примеру, это Узень, Каражамбас, Эмба и др., находящиеся преимущественно в Мангистауском и Атырауском регионе. Количество же их составляет несколько десятков тысяч (по некоторым данным свыше 65 тысяч) [74-76].

Для добычи применяется широкая номенклатура скважинного оборудования для механизированной добычи нефти, но львиную долю составляют СШНУ с различными типами приводов [77].

Фонд скважин в разрезе НГДУ-3 АО «Озенмунайгаз» представлен на рисунке 4.4 из которого следует, что в НГДУ-3 всего 927 скважин, из них эксплуатируются ШСНУ - 907, УЭЦН – 19, УЭВН – 1, таким образом практически 98% скважин приходится на ШСНУ [78, 79].

Таблица 4.1 – Объем скважин по видам насосов НГДУ-3

| Количество насосов | | | |
|--------------------|------|------|-------|
| СШН | УЭВН | УЭЦН | Всего |
| 342 | 1 | 6 | 349 |
| 341 | 0 | 6 | 347 |
| 224 | 0 | 7 | 231 |
| 907 | 1 | 19 | 927 |

Таблица 4.2 – Градация по причинам отказа промышленного оборудования (ПО)

| ПСП | Кол-во ремонтов скважин | Градация по причинам отказа ПО | | | | | | | | |
|--------|-------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------|-------------------------|---------------------|-------------|---------------|-------------------|-------------|
| | | Мех. примеси | Парафино-отложение | Солеотложение | Пропуск клапанов насоса | Негерметичность НКТ | Обрыв штанг | Отворот штанг | Шлак, окалина ГНО | Авария с ПО |
| НГДУ-3 | 2 594 | 596 | 103 | 1 | 378 | 477 | 800 | 230 | 0 | 9 |

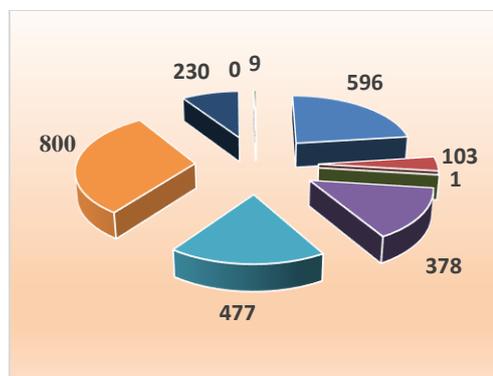
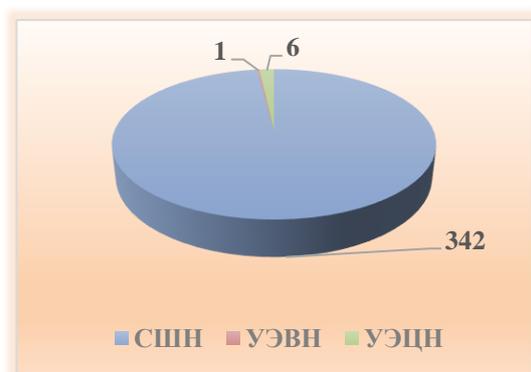


Рисунок 4.4 – Фонд скважин НГДУ-3 АО «Озенмунайгаз» и типы (а) и типов (б) используемых насосов

Данные по скважинам, в которые спущены насосы с клапанами новой конструкции приведены в таблице 4.3 [80].

Таблица 4.3 – Данные по скважинам с насосами ОПИ

| Данные по спущенным насосам ОПИ | | | | | |
|--|---|---|--|---|---|
| Дата спуска | 28.07.23 | 14.08.23 | 15.08.23 | 17.08.23 | 17.08.23 |
| Номер скв. | №6356 | №4702 | №8509 | №2093 | №3093 |
| Номер насоса | 302036 | 303169 | 303149 | 308086/11 | 307932/10 |
| Данные скважины | | | | | |
| Вид скважины | Вертикальная | Вертикальная | Вертикальная | Вертикальная | Вертикальная |
| Месторождение | Узень | Узень | Узень | Узень | Узень |
| Горизонт | 15 | 15 | 13 | 17 | 14 |
| Тех. структура | ЦППН, ОМГ/УПСВ - 1/КорМасс- 10/ГУ- 11/ЗУ-11б-2 | ЦППН, ОМГ/УПСВ - 1/КорМасс- 10/ГУ-1/ЗУ- 1а | ЦППН, ОМГ/УПСВ - 1/КорМасс- 5/ГУ-80/ЗУ- 80б | ЦППН, ОМГ/УПСВ - 1/КорМасс- 1/ГУ-8/сп-8 | ЦППН, ОМГ/УПСВ - 1/КорМасс- 10/ГУ- 11/ЗУ-11а-1 |
| Назначение скважины | Нефтяная | Нефтяная | Нефтяная | Нефтяная | Нефтяная |
| Дата ввода в эксплуатацию | 30.06.2014 | 31.07.2012 | 24.04.1993 | 21.09.1974 | 25.05.1979 |
| Способ эксплуатации | ШГН, ПШГН | ШГН, СКД- 8 | ШГН, СКД- 8 | ШГН, 7СК- 8 | |
| Диаметр экс. колонны/доп. экс. колонны, мм | 168 | 168 | 146 | 168/114 | 168 |
| Глубина спуска насоса, м | 696 | 680 | 912 | 400 | 640 |
| Код насоса | НГН-70 | ННАБ-70- 35-12-2 | НН2БП-70- 30-12 | ННАБ-70- 35-12-2 | НГН-70 |
| Длина хода, м | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,5 |
| Число качаний, об/мин | 4,93 | 6,15 | 6,2 | 6,15 | 6,2 |
| Диаметр насоса, мм | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| Дин. уровень | 138 | 420 | 415 | 326 | 113 |
| Стат. уровень | 0 | 44 | 265 | 0 | 237 |
| Рпл | 113,7 | 122,1 | 128 | 108 | 100,7 |
| Рзаб | 106,2 | 91,4 | 71,9 | 120,2 | 101,9 |
| Фактический забой, м | 1215 | 1324 | 1170 | 950 | 1116 |
| Глубина спуска НКТ | 696 | 680 | 912 | 400 | 640 |
| Дебит жидкости м3/сут | 70,0/33,0 | 70,0/64,0 | 40,0/42,0 | 85,0/74,0 | 60,0/62,0 |
| Обводенность, % | 90,0/95,4 | 90,0/95,0 | 90,0/96,0 | 95,0/97,9 | 95,0/98,3 |
| Дебит нефти, т/сут | 5,88/1,27 | 5,8/1,35 | 3,4/1,32 | 3,57/1,29 | 2,52/0,88 |

Анализ причин отказов СШНУ показал, что общая доля отказов по причине не герметичности клапанных пар насоса составляет 14 -15 % от общего количества. Факт потери герметичности отказавших клапанов обусловлен высоким содержанием парафина и механических примесей, попадание которых при посадки запорного элемента (шарика) одним и тем же местом на седло, что приводит к его быстрому износу, т.к. площадь соударения запорного элемента о седло сильно перегружена [81, 82].



Рисунок 4.5 – Клапан новой конструкции

4.5 Анализ полученной информации по работе ШСН с клапанами новой конструкции

Глубина спуска насосов находится в пределах 400 – 912 м, все скважины нефтяные, вертикальные, разрабатываемые 13, 14, 15, 17 продуктивные горизонты, диаметры насосов 70 мм, имеют длину хода 3,0 и 3,5 м, число ходом от 4,93 до 6,2 в мин, динамический уровень 138 – 420 м, дебит по жидкости теоретический (запланированный) в пределах 40 – 85 м³/сут, фактический 33 – 74 м³/сут, при этом наблюдается высокая обводненность плановая 90%, фактическая 95 – 98,3 %, теоретический дебит 2,52 – 5,88 т/сут, фактический дебит по нефти 0,88 – 1,35 т/сут.

На скважине №6356 с спущенным 28.07.2023г. насосом №302036 осуществлен подъем насоса и его замена 03.09.2023г. в связи с пропуском клапанов, также на скважине №8509 с спущенным 15.08.2023г. насосом №303149 осуществлен подъем насоса и его замена 03.09.2023г. в связи с пропуском клапанов. После разборки насосов установлено, что внутренняя винтовая пластина «турбулизатора» всасывающих клапанов на 2-х насосах

полностью стерлась, а у нагнетательных клапанов состояние «турбулизаторов» было в пределах нормы. Причиной, после обсуждения с сотрудниками Департамента подземного ремонта, считается повышенное содержание в откачиваемой жидкости механических примесей (см. таблицу 6.2 и рисунок 6.8) и недостаточная прочность материала «турбулизаторов». Выработана рекомендация изготавливать «турбулизаторы» не из дюралюминия, а только из легированной стали с закалкой, что позволит повысить прочность «турбулизатора» и как следствие срок его службы.

Таблица 4.4 – Результаты испытаний клапанов новой конструкции

| п/п | Тип НКТ | № скв. | НГДУ | НП | ГУ | Тех. режим | | | Факт. режим | | | Показатели за скользящий год до внедрения | | | | |
|---|-----------|--------|-------------|----------|----------------|------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------|-----------|--------------|---|-------------|-------------|-------------|----------|
| | | | | | | Qж | % | Qн | Qж | % | Qн | Отр. дни | ПРС | ГТМ | ПРС без ГТМ | МРП, сут |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 1 | ФНК Т | 6356 | НГДУ-3 | 10 | 11 | 70 | 90 | 6 | 78 | 98 | 1 | 355 | 5 | | 5 | 71 |
| 2 | НКТ | 4702 | НГДУ-3 | 1 | 1 | 70 | 95 | 3 | 50 | 92 | 3 | 355 | 5 | | 5 | 71 |
| 3 | НКТ | 2093 | НГДУ-3 | 1 | 8 | 85 | 95 | 4 | 48 | 90 | 4 | 353 | 6 | | 6 | 59 |
| 4 | НКТ | 3093 | НГДУ-3 | 10 | 11 | 60 | 95 | 3 | 50 | 98 | 1 | 347 | 9 | 3 | 6 | 58 |
| 5 | НКТ | 8509 | НГДУ-3 | 5 | 80 | 40 | 90 | 3 | 65 | 96 | 2 | 361 | 2 | | 2 | 181 |
| 6 | НКТ | 9846 | НГДУ-3 | 1 | 60 | 60 | 90 | 5 | 72 | 91 | 5 | 355 | 5 | | 5 | 71 |
| Всего: | | | | | | 325 | | 18 | | | | 1771 | 27 | 0 | 24 | 74 |
| Кол-во ПРС и МРП за зеркальный период (до ОПИ НШ) | | | | | | | Дата внедрения ОПИ клапанов НШ | Сделанные работы при внедрениях | | | Состояние ПО | | | | | |
| Зерк. Дата | ПРС | ГТМ | ПРС без ГТМ | Дата ПРС | причина отказа | ИНО | | защ/просп. | очис-тка забоя | о/з | Ø ШГН, мм | глубина пуска ШГН, М | диаметр, мм | кол-во штук | Тип НКТ | |
| 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | |
| 29.07.2 | сет/рильт | - | 215м | 70 | 696 | НКТ | 89 | 70 | 9.07.2 | сет/рильт | - | 215м | 70 | 696 | НКТ | |
| 13.08.2 | | - | 1324+ | 70 | 680 | НКТ | 89 | 67 | 3.08.2 | | - | 1324+ | 70 | 680 | НКТ | |
| 17.08.2 | | - | 467- | 70 | 400 | НКТ | 89 | 39 | 7.08.2 | | - | 467- | 70 | 400 | НКТ | |
| 17.08.2 | п/як | - | 1145+ | 70 | 568 | НКТ | 89 | 55 | 7.08.2 | п/як | - | 145+ | 70 | 568 | НКТ | |
| 15.08.2 | | - | 1170+ | 70 | 904 | НКТ | 89 | 90 | 5.08.2 | | - | 170+ | 70 | 904 | НКТ | |
| 05.09.2 | | - | 1269+ | 70 | 880 | НКТ | 89 | 88 | 5.09.2 | | - | 269+ | 70 | 880 | НКТ | |



Рисунок 4.6 – Состояние клапана и «турбулизатора» поднятых их скважины

При этом следует отметить, что 3 (три) других насоса с установленных на них клапанов новой конструкции на момент сдачи данного научного отчета работают в пределах нормы. В скважине №4702 на 01.11.2023г. срок эксплуатации составляет 68 дней, в скважине №2093 – 64 дня, в скважине №1508 – 66 дней.

На основании проведенных испытаний можно сделать несколько выводов о новом типе клапанов для штанговых насосов, который имеет конструктивные улучшения для повышения надежности и долговечности оборудования, применяемого в нефтедобыче. Эти выводы касаются нескольких ключевых аспектов – от теоретической обоснованности испытаний и их организации до внедрения клапанов и мониторинга их работы на скважинах.

4.5.1 Введение и мотивация испытаний

Первоначально проект испытаний был обоснован научными и экономическими преимуществами новой конструкции клапанов. Основной целью разработки являлось повышение производительности и долговечности оборудования за счет сокращения эксплуатационных затрат и улучшения надежности скважинного насосного оборудования. Обсуждение на Научно-техническом совете (НТС) позволило утвердить программу испытаний, установив задачи и методологию проведения работы, включая выбор оборудования и план испытаний.

Основные задачи испытаний включали проверку надежности новых клапанов в реальных условиях нефтедобычи, анализ влияния конструкции на такие параметры, как стабильность давления, уровень вибраций, теплопередача, и устойчивость к механическим нагрузкам. Важность этих

испытаний заключалась в том, что большинство нефтедобывающих скважин Казахстана уже перешли на механизированную добычу с использованием штанговых насосных установок (ШСНУ). Поэтому разработка и испытание новых клапанов для повышения эффективности насосов становится важной задачей для отрасли в целом.

4.5.2 Основные конструктивные особенности клапанов

Конструкция клапанов была адаптирована для эксплуатации с серийными насосами ННАБ-70-35-12-1. Новая конструкция сочетает стандартные элементы с инновациями, улучшающими эксплуатационные характеристики. Стандартная пара «седло-шарик», являющаяся основным элементом клапана, была дополнена несколькими изменениями: корпус клапана был удлинен для снижения кавитации, введен турбулизатор для улучшения потока жидкости и снижения износа оборудования. Турбулизатор, снабженный винтовой пластиной, создает завихрение, которое заставляет запорный шарик вращаться, равномерно распределяя износ по всей его поверхности.

Такое конструктивное решение, как завихрение потока, не только увеличивает долговечность клапанов, но и помогает повысить производительность насоса, так как уменьшает сопротивление потока. Эти конструктивные особенности клапанов способствуют более стабильной и надежной работе насосов в условиях, приближенных к реальным.

Опытно-промысловые испытания проводились на насосах, установленных на скважинах с различными характеристиками. Насосы с новыми клапанами были протестированы на разных горизонтах месторождения Узень. В процессе испытаний было уделено внимание установке клапанов и их влиянию на производительность скважин. При этом клапаны были подвергнуты нагрузкам, что позволило провести оценку их устойчивости к износу, температурным и давлению, а также проверить надежность работы в условиях с высоким уровнем механических примесей.

4.5.3 Долговечность и обслуживание клапанов

Особенности конструкции, такие как турбулизатор, положительно повлияли на долговечность клапанов. Однако было отмечено, что для обеспечения надежной работы клапанов необходимо проводить регулярный контроль их состояния, так как завихрение создает новые зоны износа, а установка требует высокой точности. Эти аспекты предъявляют дополнительные требования к обслуживанию и обучению персонала. Таким образом, плановое техническое обслуживание и контроль состояния клапанов становятся важными условиями для продления срока службы оборудования.

Хотя внедрение новых клапанов требует значительных затрат на начальном этапе, в долгосрочной перспективе они могут значительно снизить эксплуатационные расходы. Экономические расчеты показывают, что сокращение числа отказов оборудования и уменьшение времени простоя скважин могут способствовать увеличению добычи нефти и сокращению

затрат на замену оборудования. Использование аддитивных технологий для изготовления турбулизаторов также способствует оптимизации расходов на производство и позволяет быстро изготавливать детали для замены.

4.5.4 Ограничения и рекомендации по дальнейшему использованию

Новая конструкция клапанов, хотя и обладает значительными преимуществами, имеет определенные ограничения, требующие учета при эксплуатации. Для правильной работы клапанов важно соблюдать точность монтажа и учитывать параметры завихрения потока. Слишком сильное завихрение может увеличить износ оборудования, поэтому перед использованием клапанов следует тщательно выбирать угол отклонения винтовой линии. Также важно проводить обучение персонала по эксплуатации и техническому обслуживанию, чтобы минимизировать вероятность отказов оборудования.

В перспективе использование новых клапанов с улучшенной конструкцией может стать эффективным способом повышения производительности нефтяных месторождений, особенно на скважинах, работающих длительное время.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Роль и значимость штанговых насосов в добыче нефти. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ) играют ключевую роль в механизированной добыче нефти, особенно в зрелых и малодебитных скважинах, где естественное пластовое давление недостаточно для поднятия нефти. Эти установки применяются на большинстве нефтяных месторождений Казахстана и мира. Установки СШНУ обеспечивают подъем нефти, а также продлевают эксплуатационный срок скважин. Однако сложные эксплуатационные условия, в частности высокая обводненность и наличие механических примесей, требуют высоких стандартов надежности оборудования.

2) Проблемы, связанные с традиционными клапанами штанговых насосов. Наибольшая часть отказов СШНУ связана с клапанными узлами, которые не всегда справляются с условиями эксплуатации. В работе выявлены основные причины отказов, такие как утечки, износ плунжерных и цилиндрических пар, что снижает эффективность насосов и приводит к необходимости частого ремонта. Отказы, обусловленные негерметичностью и износом клапанных узлов, составляют более 30% всех отказов СШНУ, что требует разработки новых конструктивных решений для повышения долговечности и герметичности клапанов.

3) Аналитическое исследование гидродинамики клапанных узлов. Одним из ключевых этапов исследования было теоретическое и экспериментальное моделирование работы клапанов с учетом сложной гидродинамики процесса. Сравнительный анализ существующих теорий показал, что в большинстве случаев они сосредоточены на статических параметрах работы клапана. В данном исследовании акцент сделан на динамическую составляющую, что позволило более точно оценить поведение клапанов в процессе работы. Аналитическое моделирование позволило определить влияние различных факторов, таких как диаметр запорного элемента, высота его подъема и вязкость среды, на коэффициент сопротивления клапанного узла, что критически важно для понимания его эксплуатационных характеристик.

4) Разработка новой конструкции клапана с турбулизатором потока. Исследования показали, что применение традиционных шариковых клапанов не всегда обеспечивает достаточную надежность при высокой вязкости и наличии механических примесей. В рамках исследования предложена и разработана конструкция клапана с турбулизатором потока. Такая конструкция снижает вероятность заклинивания и утечек через клапан, повышая тем самым его устойчивость к износу. Проведенные расчеты и моделирование показали, что клапаны новой конструкции имеют более высокие показатели долговечности и герметичности, что особенно важно в условиях казахстанских месторождений, характеризующихся высокой обводненностью и содержанием твердых примесей.

5) Стендовые испытания и опытно-промышленные исследования. Важной частью исследования стали стендовые испытания клапанов новой конструкции, которые подтвердили их высокую износостойкость и работоспособность в условиях высокой обводненности. Испытания проводились на специально разработанном стенде, имитирующем реальные условия работы. Результаты показали, что новая конструкция клапанов позволяет снизить затраты на обслуживание и увеличить межремонтный период. Опытно-промышленные испытания подтвердили результаты лабораторных исследований и доказали эффективность предложенной конструкции.

б) Экономическая оценка внедрения новой конструкции клапанов. В ходе исследования была проведена оценка экономической эффективности использования новой конструкции клапанов. Внедрение усовершенствованных клапанов позволяет сократить затраты на подземный ремонт скважин, снизить частоту отказов и увеличить срок эксплуатации оборудования. Расчеты показали, что модернизация клапанных узлов приводит к значительному снижению эксплуатационных расходов.

7) Перспективы развития и рекомендации. На основе проведенного исследования были разработаны рекомендации по дальнейшему усовершенствованию штанговых насосов. Рекомендуется внедрение клапанов новой конструкции на всех зрелых нефтяных месторождениях, где применяются СШНУ, что позволит сократить издержки на ремонт и повысить эффективность добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Кисляков Ю.П. Стратегия дальнейшей разработки нефтегазового месторождения Узень. Сборник трудов Геология, разработка, бурение, добыча нефти и газа, экология, обучение и повышение квалификации. Выпуск 1. АО «НИПИнефтегаз», 2014.
- 2 Нуршаханова Л.К. Анализ методов воздействия и оценка изменения свойств нефти в процессе разработки месторождения Узень.
- 3 Братчиков, В. А. Технология добычи нефти. Учебное пособие. — М.: Недра, 2018. — 432 с.
- 4 Обезинская М.И. Исследование проблем и перспективы эксплуатации штанговых глубинных насосов. Вестник Северо-Казахстанского Университета им. М. Козыбаева. 2021;(4 (52.1)):136-140.
- 5 Данилов, Н. Ю., Шевченко, О. В. Применение современных методов моделирования в проектировании нефтяного оборудования. — СПб.: Научная книга, 2020. — 256 с.
- 6 Маковский, И. В. Повышение эффективности клапанов для ШГН с использованием композитных материалов. // Материалы международной конференции «Нефть и газ XXI века». — 2022. — С. 95-100.
- 7 Тукешов, С. А. Коррозионная стойкость материалов клапанов в нефтяных скважинах Казахстана. // Вестник нефтегазового машиностроения, 2020, №2. — С. 30-36.
- 8 Шелехов, А. С., Юрьев, В. И. Новые конструктивные решения клапанов для насосных систем. // Химическое и нефтяное машиностроение, 2021, №6. — С. 12-18.
- 9 [https://ru.wikipedia.org/wiki/Узень_\(месторождение\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Узень_(месторождение)).
- 10 Подсчёт запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области. КазНИПИмунайгаз, Актау, 2006 г.
- 11 Проект разработки месторождения Узень (13-18 горизонты). КазНИПИмунайгаз, Актау, 2006 г.
- 12 Уточнение методики интерпретации ГИС для месторождения Узень (13-18горизонты), КазНИПИмунайгаз, Актау, 2016 г.
- 13 Отчет службы главного механика АО «Узеньмунайгаз» 2014-2015гг.
- 14 Есенов Ш.Е., Азнабаев Э.К., Маташев М.М. Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Наука, 1971.
- 15 Киинов Л.К. Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане. – Москва 1996
- 16 ГОСТ 31835-2012 Межгосударственный стандарт. Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования. - М.: Стандартинформ, 2012. – 47 с.
- 17 Каталог продукции компании «Мунаймаш». <http://aomm.kz>.

- 18 Захаров Б.С., Поршневые и плунжерные насосы для добычи нефти, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006, 310 с.
- 19 Ишмухаметов Б.Х. Совершенствование штангового скважинного насоса для добычи обводненной нефти из глубоких скважин. Дисс.на соик.уч.ст. канд.техн.наук, Уфа, 2018.
- 20 Жук Е., Шимчак П.Д. Откачали!. - Oil & Gas Eurasia, 2010 №5.
- 21 Галимуллин М.Л. Ремонт клапанов при капитальном ремонте штанговых глубинных плунжерных насосов //Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона: Тез. докл. V межвузов. научно-метод. конф. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000.- С.83-84.
- 22 Бахтизин Р.Н. Добыча нефти штанговыми установками в осложненных условиях/ Монография/Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Азизов А.М., Комков А.Г., Ишмухаметов Б.Х. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016 - 172 с.
- 23 Дмитриев, О. В. Проблемы износа клапанов штанговых насосов. // Машиностроение, 2021, №5. — С. 14-20.
- 24 Ахметов, Е. М. Усовершенствования клапанных узлов для СШНУ. — Астана: Академия наук, 2023.
- 25 Иванов, А. А., Смирнов, В. Г. Клапаны для работы в агрессивных средах. // Нефтегазовые проекты, 2020, №4. — С. 22-27.
- 26 Байрамов, М. С. Влияние глубины подвески насоса на его эффективность. // Геология и нефтегазовая отрасль, 2022, №6. — С. 10-16.
- 27 Жанибеков, Т. М. Анализ работы скважинных насосов в условиях обводненности. — Алматы, 2023. — 200 с.
- 28 Табагашев, Н. У. Моделирование износа насосных клапанов. — Уральск, 2022. — 180 с.
- 29 Касымов, К. К. Проблемы эксплуатации СШНУ на поздних стадиях месторождений. // Нефтегазовый сектор, 2022, №9. — С. 50-56.
- 30 Бахтизин Р.Н. Влияние формы регулярного микрорельефа поверхности плунжера на утечки в штанговом скважинном насосе / Бахтизин, Р.Н., Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Ишмухаметов Б.Х., Нарбутовских А.Ю. //Нефтяное хозяйство. 2017. № 4. С. 113-116.
- 31 Бахтизин Р.Н. Утечки жидкости в штанговом насосе с регулярным микрорельефом на поверхности плунжера / Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Ишмухаметов Б.Х // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 4. С. 33-39.
- 32 Баширова Э.Р., Калинина Т.А., Баймухаметов Д.С. и др. Особенности условий применения деэмульгаторов на месторождениях Башкирии / сб.научн.тр. БашНИПИнефть. Уфа. - 2003. Вып. 112. - С. 164-173.
- 33 Бурцев И.Б., Ибрагимов Ф.И. К определению коэффициента подачи штангового насоса // Физико-химия и разработка нефтяных месторождений: Тр. УНИ, 1978. С. 45-49.
- 34 Валеев М.Д. Добыча высоковязкой нефти //Темат.науч.-техн.обзор. Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. Вып. 2. 40 с.

- 35 Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башкнигоиздат, 1992. -150 с.
- 36 Валишин Ю.Г. Прогнозирование производительности штанговой глубинно-насосной установки // Нефтепромысловое дело. 1976. - №48. -С. 63-68.
- 37 Подкорытов С.М., Якимов С.Б., Подкорытов Д.С. О допусках на диаметры шаров клапанов штанговых глубинных насосов, «Машины и оборудование», №4, 2013, с. 27.
- 38 Виденеев В.И., Чистяков В.Г. Улучшение показателей работы насосных скважин при совместном проявлении механических примесей и асфальтопарафинов. // Нефтепромысловое дело. - №1. 2002. - С.50-53.
- 39 Габдрахманов Н.Х. Эксплуатация малодебитных скважин Туймазинского нефтяного месторождения. - М.: Недра, 2004. - 215 с.
- 40 Грабович В.П., Касьянов В.М. Упрощение формулы для расчета нагрузок на головку балансира станка-качалки. НТС ВНИИОЭНГ «Нефтепромысловое дело». - 1966. - №8. - С. 14-17.
- 41 Адонин А.Н., Добыча нефти штанговыми насосами, М.: «Недра», 1979 г., 213 с.
- 42 Степанова, И.С. Гидравлические процессы в клапанных узлах насосов. // Нефтегазовая механика, 2020, №4. — С. 45-50.
- 43 Зайцев, В.И. Расчёт ударной нагрузки клапанных пар. — М.: Наука, 2018. — 200 с.
- 44 Молчанова, А.Г. Оптимизация конструкции клапанов для насосов. // Инженерные решения, 2019, №6. — С. 60-68.
- 45 Ивановский, В.Н. Современные методы расчёта клапанов. — СПб.: Технополис, 2021. — 256 с.
- 46 Захаров, Б.С. Надёжность клапанных узлов в условиях высоких нагрузок. // Промышленная механика, 2022, №5. — С. 22-28.
- 47 Маковский, И.В. Использование турбулизаторов в клапанах насосов. // Нефтегазовые технологии, 2021, №2. — С. 30-36.
- 48 Под редакцией Иванова, А.А. Современные конструкции клапанов штанговых насосов. — М.: Энергия, 2020. — 400 с. Грайфер В.И., Ишемгузин С.Б., Яковенко Г.А. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань: Таткнигоиздат, 1973. - 242 с.
- 49 Гурбанов Р.С., Касимов А.Ф. Определение утечки жидкости через зазор между плунжером и цилиндром насоса при турбулентном режиме // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 962. - №2. - С. 44-46.
- 50 Гусейнов Г.С., Рустамов Э.М., Саакян А.М. Исследование работы глубинных насосов с различными начальными зазорами // Азербайджанское нефтяное хозяйство. №2.- 1972. С. 24- 31.
- 51 Драготеску Н.Д. Глубинонасосная добыча нефти. М.: Недра, 1996. - 418 с.
- 52 Дроздов А.Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов. // Нефтяное хозяйство. №1. - 2003.

- 53 Зрелкин В.А. Защита СШН от газа в наклонно-направленных скважинах // Нефтяное хозяйство. 1992. - №9. - С. 31-32.
- 54 Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для осложненных условий эксплуатации. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - 157с.
- 55 Пирвердян А.М., Адонин А.Н. Вопросы гидравлики и работоспособности глубинного насоса. Азнефтеиздат, 1955, с. 21.
- 56 Тимошенко, В.И. "Оптимизация работы клапанных узлов штанговых насосов методом численного моделирования." Механика жидкости и газа, 2019, №3. — С. 23-30.
- 57 Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа.-М.:Изд-во МГОУ 2005. -244с.
- 58 Долов Т.Р. Исследование работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок. Дисс.на соик.уч.ст. канд.техн.наук, Москва, 2017.
- 59 Якимов С.Б., Подкорытов С.М. О долголетию штанговых насосов компании Cameron «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013№3, С.13-16.
- 60 Ивановский В.Н., Елагина О.Ю., Гантимиров Б.М., Сабиров А.А., Дубинов Ю.С., Долов Т.Р. Анализ работы различных конструкций клапанных пар скважинного штангового насоса //Территория Нефтегаз, 2015 г. - №9 сентябрь, с.92-99.
- 61 Долов, Т.Р. "Стендовые испытания клапанных узлов штанговых насосов" — тезисы докладов 67-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2013»
- 62 Шибаев, В.С., Гончаров, М.М. "Исследование насосных клапанов для сложных условий эксплуатации" — Технические системы и оборудование для нефтегазовой отрасли, 2017, №10
- 63 Анализ работы различных конструкций клапанных пар скважинного штангового насоса/ В.Н. Ивановский, О.Ю. Елагина, Б.М. Гантимиров, А.А. Сабиров, Ю.С. Дубинов, Т.Р. Долов// Территория Нефтегаз. - 2015. - № 9. - С. 92-99.
- 64 Молчанова А.Г. Разработка методов учета влияния свободного газа и вязкости жидкости на работу клапанных узлов скважинных штанговых насосов Дисс. канд. технических наук. - Москва, 1987. - 146 с.
- 65 Скважинный штанговый насос. RU, патент №181061 МПК F04B 47/00.
- 66 Клапан скважинного штангового насоса. (RU, патент № 2059885 МПК F04B 47/02.
- 67 Всасывающий клапан глубинного насоса. RU, патент № 2487271 МПК F04B 53/10.
- 68 Шариковый клапан углубленной посадки. (KZ) патент № 34268 МПК F16K 15/00.
- 69 Шариковый клапан глубинного насоса. (KZ) патент № 34582 МПК. F04D 47/00.

70 Якимов С.Б., Подкорытов С.М. Комплексное исследование качества клапанных пар штанговых насосов «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», №3, С.6-16, 2012.

71 Standart API SPEC 11 X Насосы штанговые погружные в части конструкции, типов и исполнения самих насосов и их основных узлов, диаметров насосно-компрессорных труб, условных диаметров скважинных насосов, точности изготовления цилиндров и плунжеров, групп материалов для изготовления узлов скважинных насосов в зависимости от условий эксплуатации.

72 ГОСТ 801-78. Сталь подшипниковая. Технические условия. - М.: Стандартиформ, 1978. – 17 с.

73 Алямовский А.А. SolidWorks Simulation. Как решать практические задачи. – СПб.: БХВ-Петербург, 2012. 448 с.

74 Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. -М.: Недра, 1989.

75 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др., Оборудование для добычи нефти и газа, 2 ч. - М.: «Нефть и газ», 2003, 380 с.

76 Вихряков А.Н. Решение прикладных задач по гидромеханике. УП, Архангельск 2000.

77 Красовский Г.И., Филаретов Г.Ф. Планирование эксперимента. - Минск: Изд-во БГУ, 1982. - 302 с.

78 [hppt://www.evercam.ru](http://www.evercam.ru).

79 [hppt://www.monoshop.kz](http://www.monoshop.kz)

80 [hppt://www.bit.com.kz](http://www.bit.com.kz)

81 Заурбеков С.А., Заурбеков К.С., Балгаев Д.Е., Кадыров Ж.Н. Шариковый клапан глубинного насоса. Патент РК 34582 бюл. № 37, 18.09.2020.

82 ГОСТ 31835-2012 Межгосударственный стандарт. Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования. - М.: Стандартиформ, 2012. – 47 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент на изобретение «Шариковый клапан глубинного насоса»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

ПАТЕНТ
PATENT

№ 34582

ӨНЕРТАБЫСҚА / НА ИЗОБРЕТЕНИЕ / FOR INVENTION



(21) 2019/0382.1

(22) 27.05.2019

(45) 18.09.2020

(54) Терендік сорғысының шарлы қақпағы
Шариковый клапан глубинного насоса
Deep pump ball valve

(73) «Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы (KZ)
Некоммерческое акционерное общество «Казакский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева» (KZ)
«K.I. Satpaev Kazakh National Research Technical University» Non-Commercial Joint-Stock Company (KZ)

(72) Заурбеков Сейтжан Арыспекович (KZ) Zaurbekov Seitzhan Aryspekovich (KZ)
Заурбеков Кадыржан Сейтжанович (KZ) Zaurbekov Kadyrzhan Seitzhanovich (KZ)
Балгаев Досжан Ергенович (KZ) Balgayev Doszhan Yergenovich (KZ)
Кадыров Жаннат Нурғалиевич (KZ) Kadyrov Zhannat Nurgaliyevich (KZ)



ЭЦҚ қол қойылды
Подписано ЭЦП
Signed with EDS

Е. Куантыров
Е. Куантыров
Y. Kuantyrov

«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК директоры
Директор РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»
Director of the «National Institute of Intellectual Property» RSE

Патентті күшінде ұстау ақысы уақытылы төленген жағдайда патенттің күші
Қазақстан Республикасының бүкіл аумағында қолданылады.

Патентке өнертабыстың толық сипаттамасы www.kazpatent.kz ресми сайтында
«Қазақстан Республикасының өнертабыстарының мемлекеттік тізілімі» бөлімінде қолжетімді.

* * *

Действие патента распространяется на всю территорию Республики Казахстан
при условии своевременной оплаты поддержания патента в силе.

Full description of the invention is available on the official website www.kazpatent.kz
in the section «State Register of Inventions of the Republic of Kazakhstan».

* * *

Subject to timely payment for the maintenance of the patent in force
the patent shall be effective on the entire territory of the Republic of Kazakhstan.

Full description of the patent for invention are available on the official website www.kazpatent.kz
in the section «State Register of Inventions of the Republic of Kazakhstan».



Қазақстан Республикасы Әділет министрлігінің
«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК
Нұр-Сұлтан қаласы, Мәңгілік Ел даңғылы, ғимарат 57А

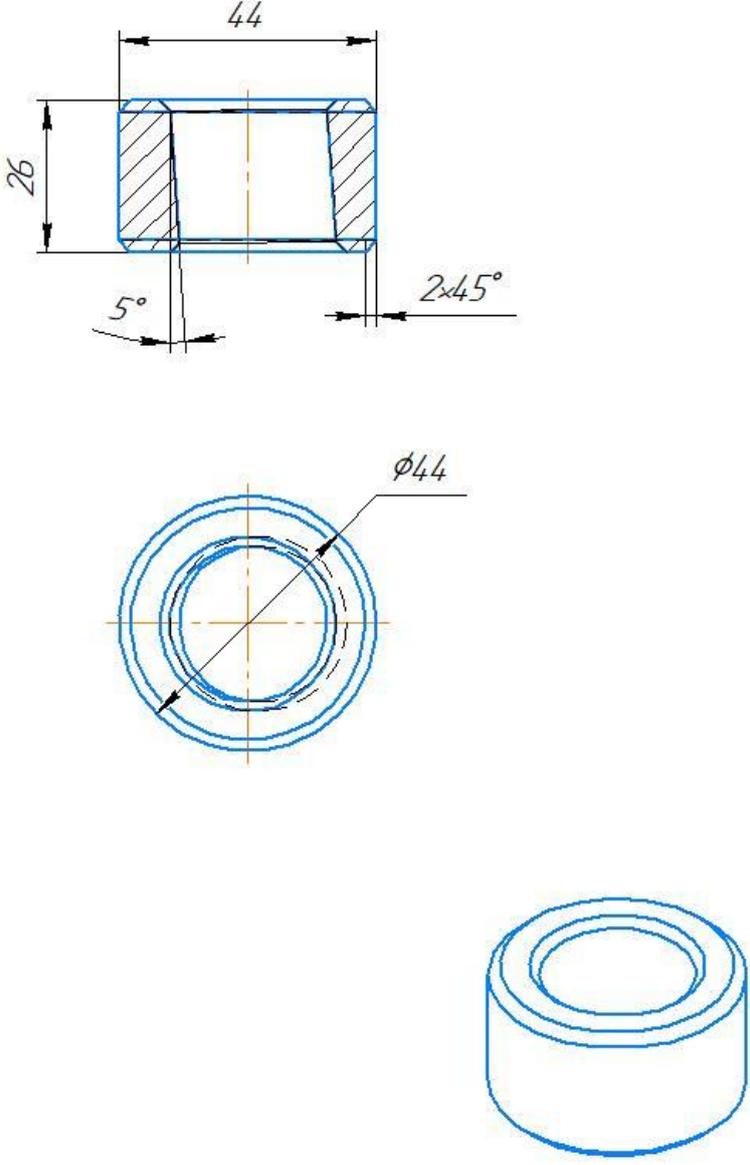
РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»
Министерства юстиции Республики Казахстан
Город Нур-Султан, проспект Мангилик Ел, здание 57А

«National Institute of Intellectual Property» RSE,
Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan
Nur-Sultan, 57A Mangilik El Avenue

Тел./Tel.: +7 (7172) 62-15-15
E-mail: kazpatent@kazpatent.kz
Website: www.kazpatent.kz

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

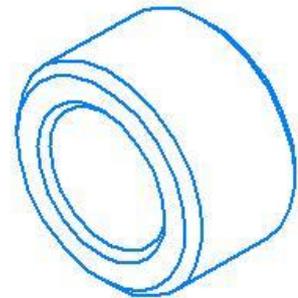
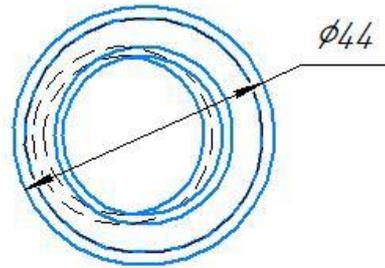
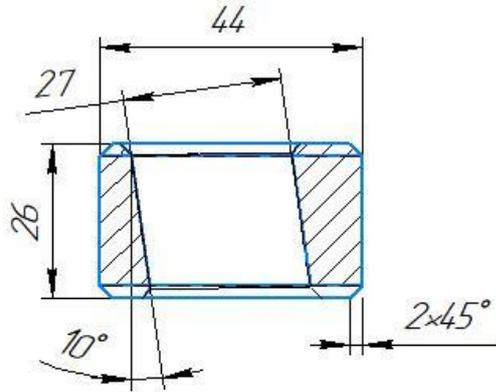
Турбулизаторы с углом отклонения от вертикальной оси 5°, 10°, 12°

| | | | | | | | | | | |
|---------------|---|--------------|----------------|-------|------|--|--------------------------------|----------|---------|--|
| Перв. примен. | AP09261282.03.003.01 | | | | | | | | | |
| Справ. № |  | | | | | | | | | |
| Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата | | | | | | | | |
| Подп. и дата | AP09261282.03.003.01 | | | | | | | | | |
| Инв. № подл. | Изм. | Лист | № док-м. | Подп. | Дата | Турбулизаторы с углом отклонения от вертикальной оси на 5° | Лит. | Масса | Масштаб | |
| | Разраб. | | Балгаев Д.Е. | | | | | 0,19 | 1:1 | |
| | Проб. | | Заурбеков С.А. | | | | Лист | Листов 1 | | |
| | Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | | | Орг стекло | | | |
| | Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | | | КазНТУ им. К.И.Сатпаева | | | |
| | Утв. | | Исмаилова Д.А. | | | Копировал Формат А4 | | | | |

AP09261282.03.003.02

Перв. примен.

Справ. №



Подп. и дата

Инд. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

| | | | | |
|----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
| Разраб. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

AP09261282.03.003.02

Турбулизатор с углом отклонения от вертикальной оси на 10°

| Лит. | Масса | Масштаб |
|------|--------|---------|
| | 0,19 | 1:1 |
| Лист | Листов | 1 |

Орг стекло

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.03.003.03

Перв. примен.

Справ. №

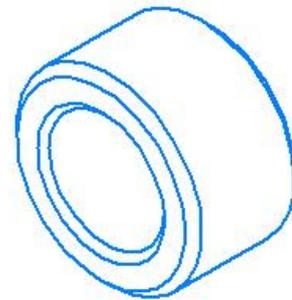
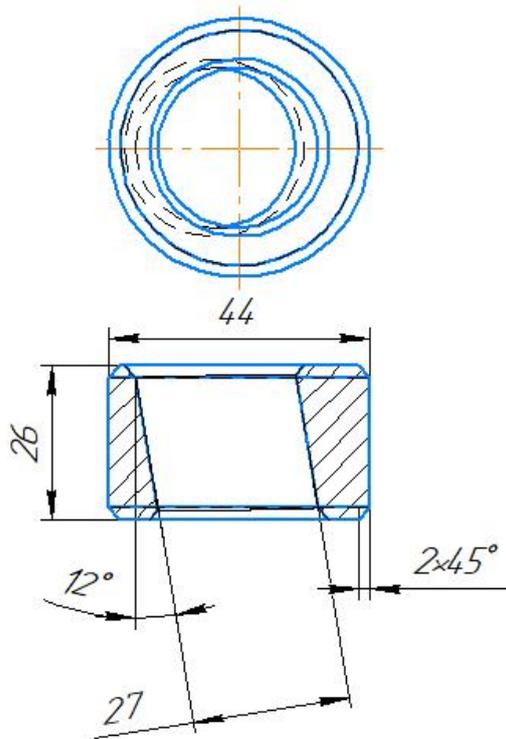
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



AP09261282.03.003.03

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

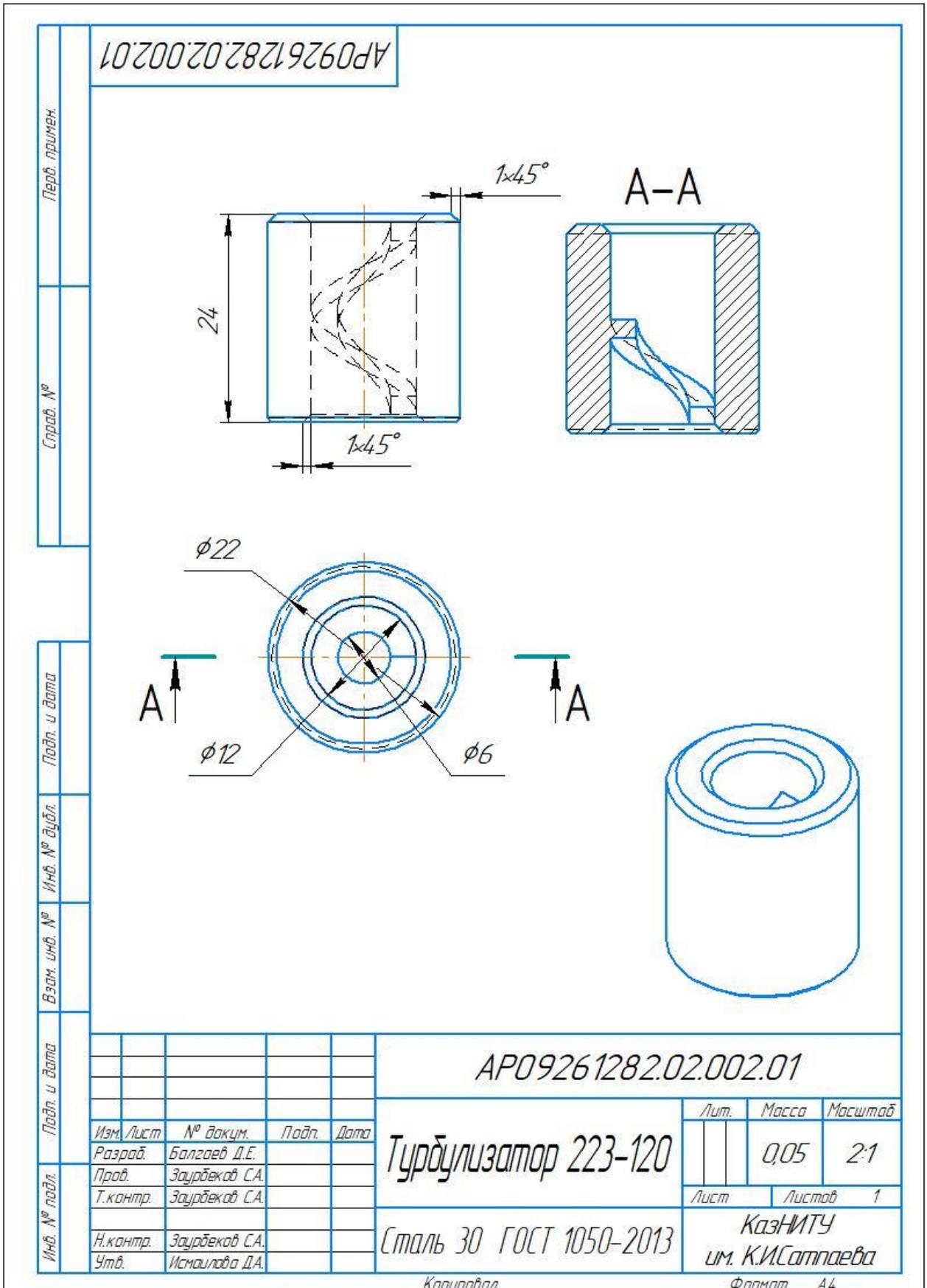
Турбулизатор с углом отклонения от вертикальной оси на 12°
Сталь 10 ГОСТ 1050-88

| Лит. | Масса | Масштаб |
|--------------------------|--------|---------|
| | 0,19 | 1:1 |
| Лист | Листов | 1 |
| КазНИТУ им. К.И.Сатпаева | | |

Копировал

Формат А4

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Чертежи турбулизатора 9-и размеров



AP09261282.02.002.01

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| | | | | |
|----------|------|----------------|-------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
| Разраб. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

AP09261282.02.002.01

Турбулизатор 223-120

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| | | |
|------|----------|---------|
| Лист | Масса | Масштаб |
| | 0,05 | 2:1 |
| Лист | Листов 1 | |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

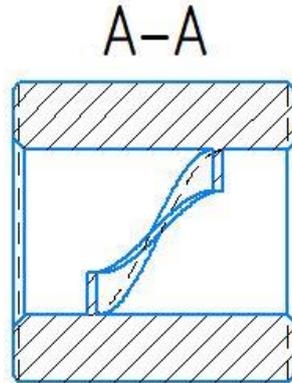
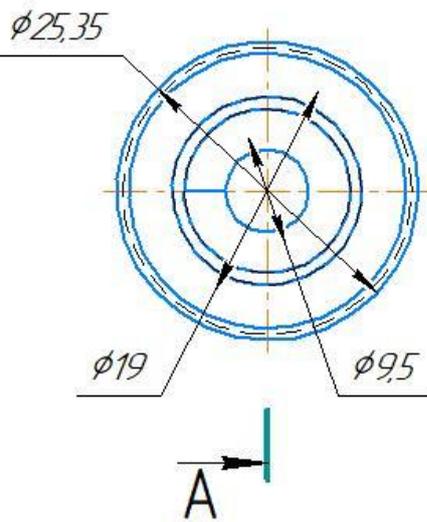
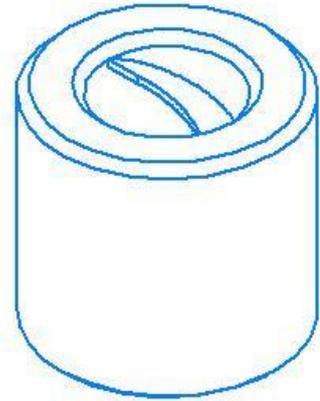
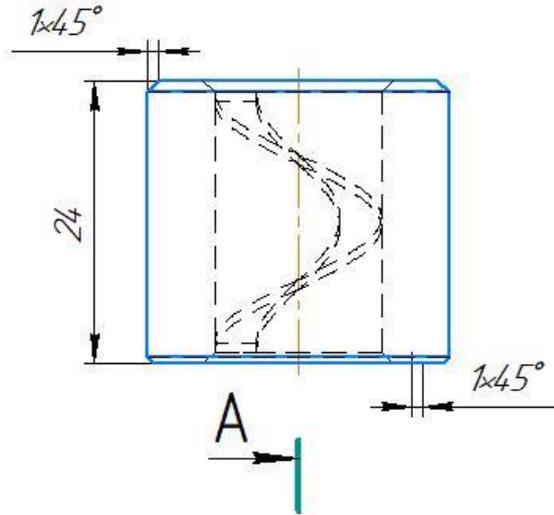
Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.02

Перв. примен.

Справ. №



Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Разраб. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

AP09261282.02.002.02

Турбулизатор 253-190

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лит. | Масса | Масштаб |
|------|--------|---------|
| | 0,07 | 2:1 |
| Лист | Листов | 1 |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.03

Перв. примен.

Справ. №

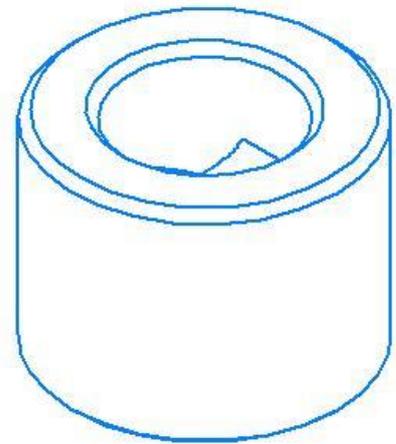
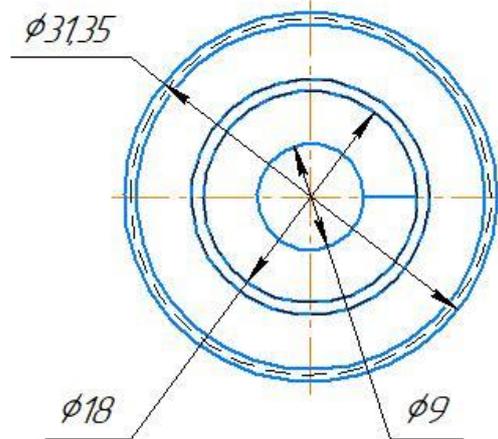
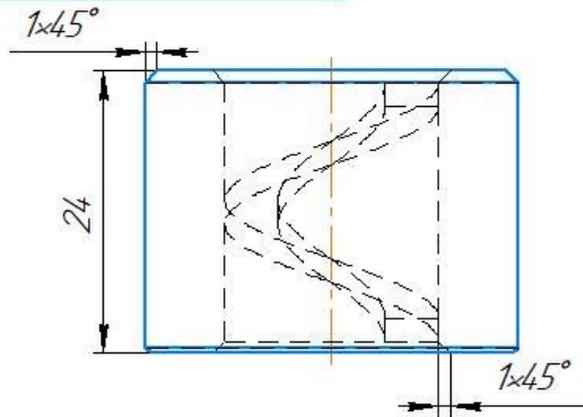
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



AP09261282.02.002.03

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

Турбулизатор 313-238

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лит. | Масса | Масштаб |
|------|--------|---------|
| | 0,1 | 2:1 |
| Лист | Листов | 1 |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.04

Перв. примен.

Справ. №

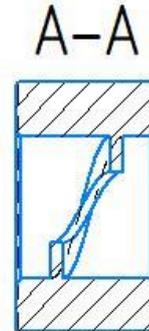
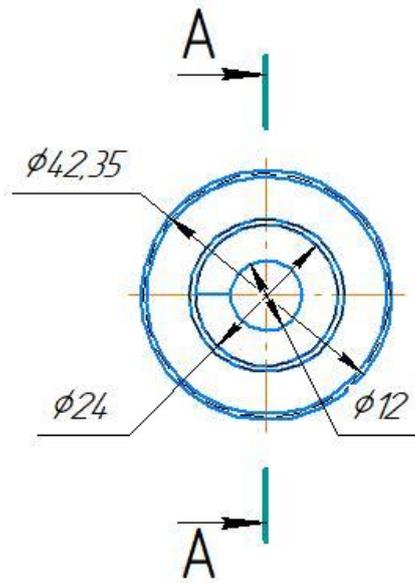
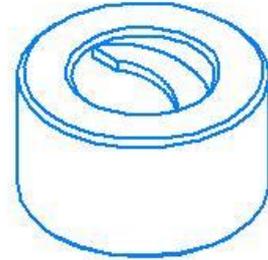
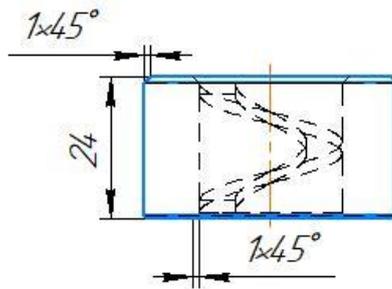
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



| | | | | |
|----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
| Разраб. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| И.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

AP09261282.02.002.04

Турбулизатор 423-317

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| | | |
|------|--------|---------|
| Лит. | Масса | Масштаб |
| | 0,18 | 1:1 |
| Лист | Листов | 1 |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.05

Перв. примен.

Справ. №

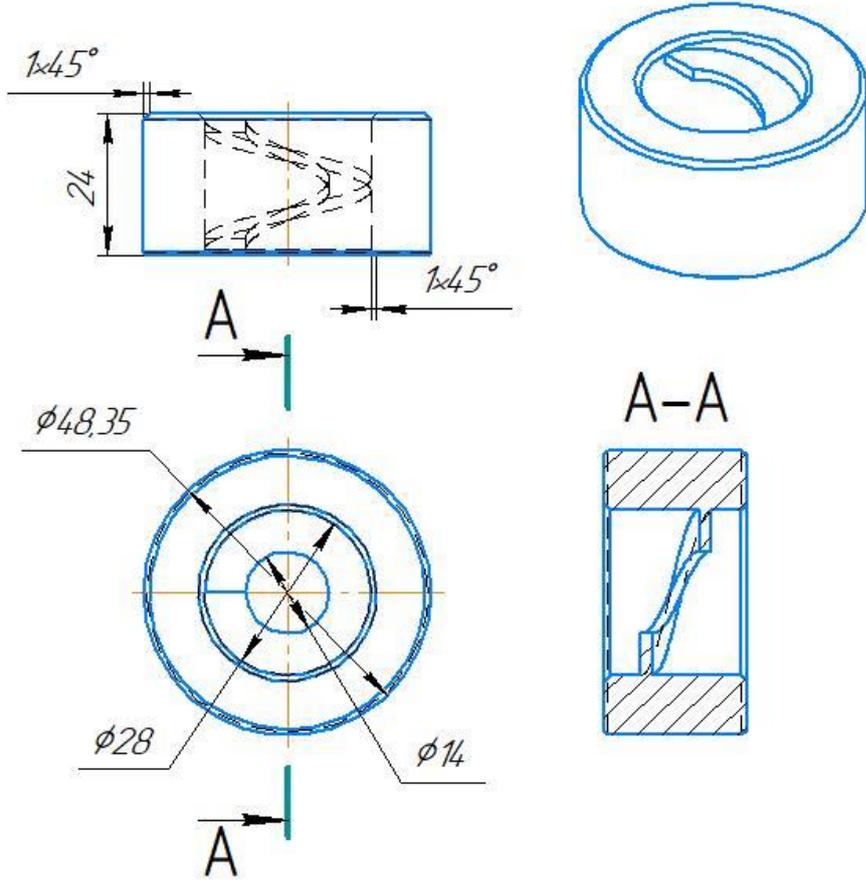
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

AP09261282.02.002.05

Турбулизатор 483-349

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лист | Масса | Масштаб |
|------|--------|---------|
| 1 | 0,24 | 1:1 |
| Лист | Листов | 1 |

КазНТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.06

Перв. примен.

Справ. №

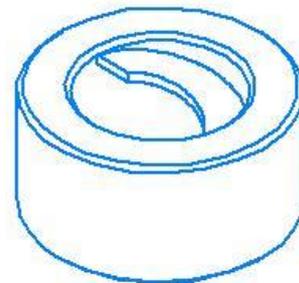
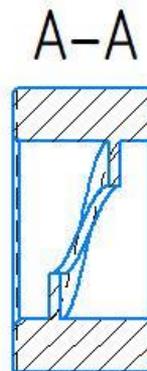
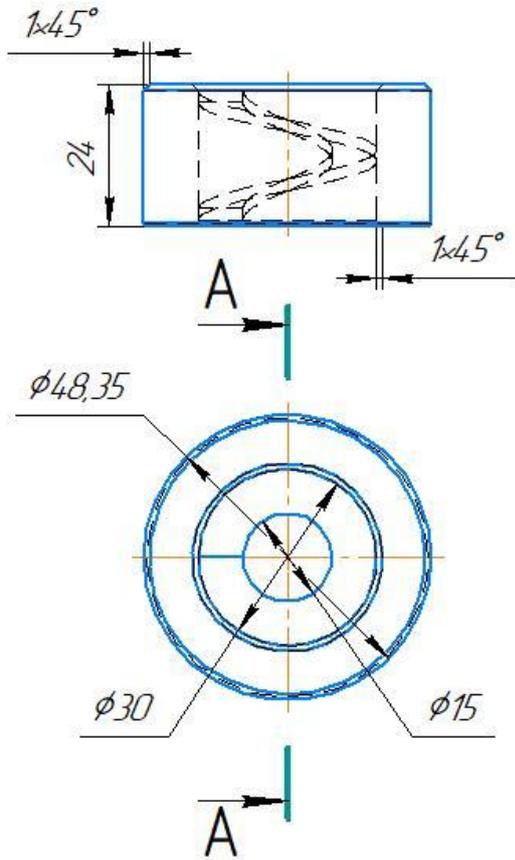
Подп. и дата

Инд. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



AP09261282.02.002.06

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| И.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

Турбулизатор 483-381

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лист | Масса | Масштаб |
|------|-------|---------|
| 1 | 0,22 | 1:1 |

КазНТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.07

Перв. примен.

Справ. №

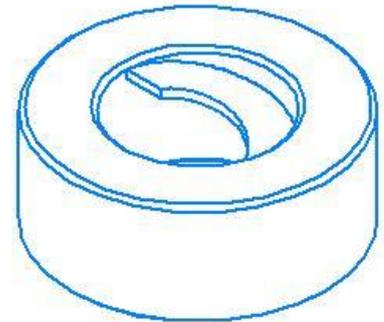
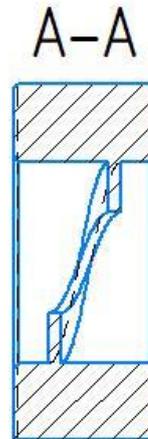
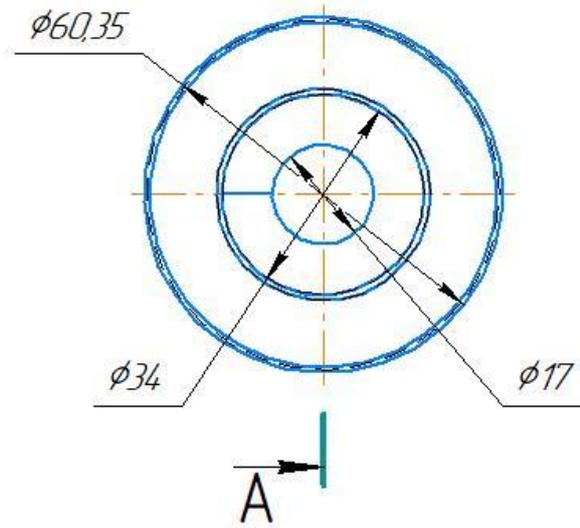
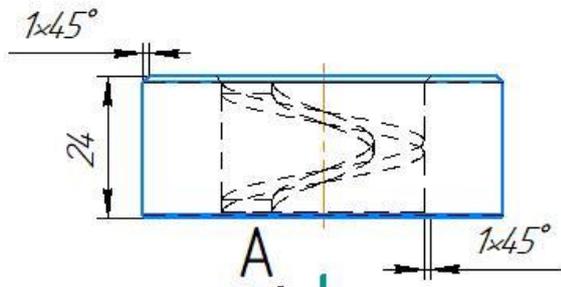
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



AP09261282.02.002.07

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| | | | | |
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

Турбулизатор 603-429

Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лист | Масса | Масштаб |
|------|--------|---------|
| 1 | 0,38 | 1:1 |
| Лист | Листов | 1 |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

Копировал

Формат А4

AP09261282.02.002.08

Перв. примен.

Справ. №

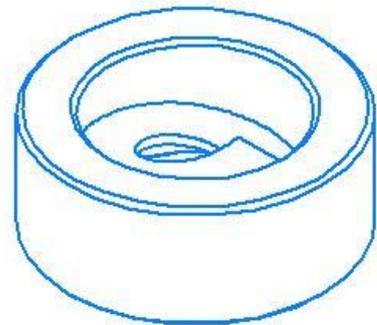
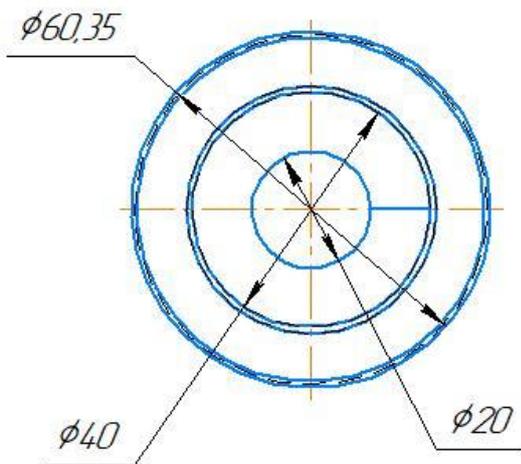
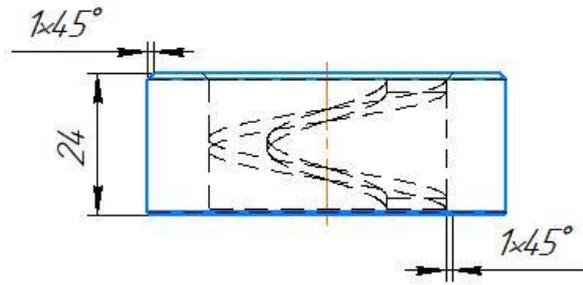
Подп. и дата

Инд. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



AP09261282.02.002.08

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|-----------|------|----------------|-------|------|
| Разработ. | | Балгаев Д.Е. | | |
| Проб. | | Заурбеков С.А. | | |
| Т.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Н.контр. | | Заурбеков С.А. | | |
| Утв. | | Исмаилова Д.А. | | |

Турбулизатор 603-508

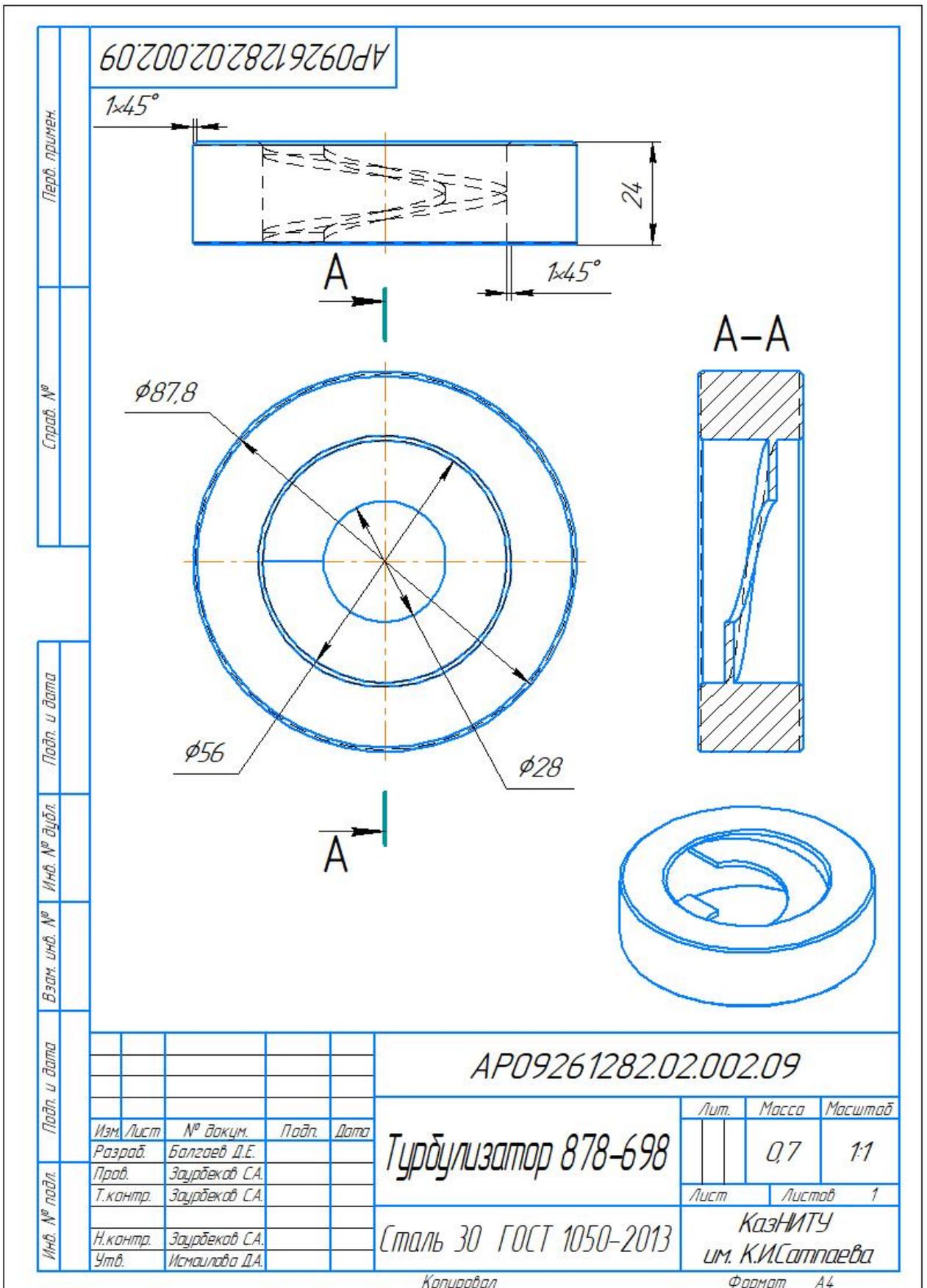
Сталь 30 ГОСТ 1050-2013

| Лист | Масса | Масштаб |
|------|-------|---------|
| 1 | 0,32 | 1:1 |

КазНИТУ
им. К.И.Сатпаева

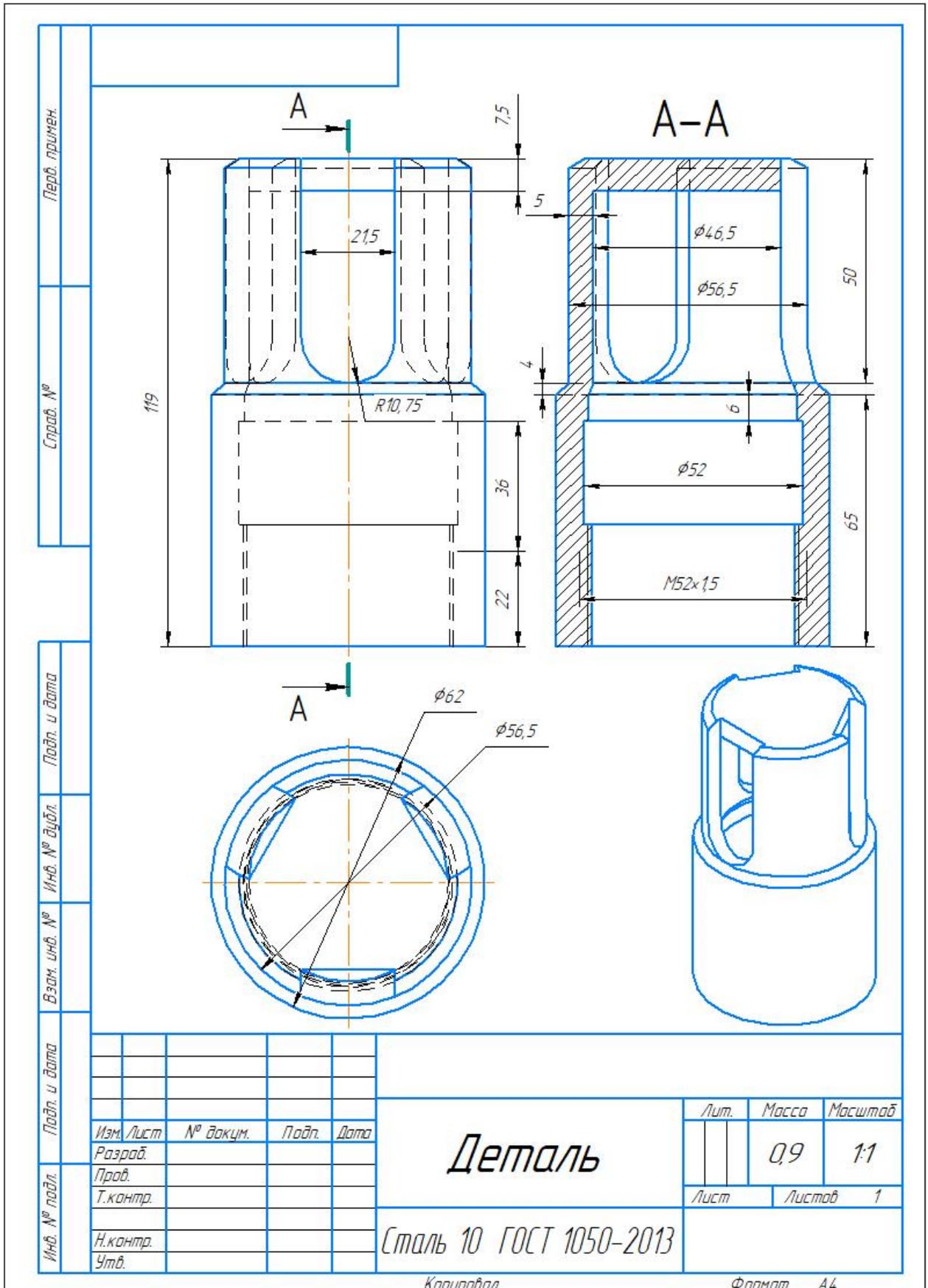
Копировал

Формат А4



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Чертеж удлиненного корпуса клапана



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Соглашение о конфиденциальности с АО «Озенмунайгаз»

СОГЛАШЕНИЕ о конфиденциальности № 1218-235

г. Жанаозен

«11» 04. 2022г.

Настоящее соглашение о конфиденциальности (Соглашение), заключен «__» _____ месяца 2022 г. в городе Жанаозен, Республика Казахстан, в соответствии с резолюцией заместителя генерального директора АО «Озенмунайгаз» №5977 от 24.05.2022г. заключен между:

(1) Акционерным обществом «Озенмунайгаз», созданным в соответствии с законодательством Республики Казахстан, расположенным по адресу: Республика Казахстан, 130200, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, 3 (далее - «Раскрывающая сторона»), в лице Заместитель генерального директора по производству АО «Озенмунайгаз» Е.Б.Карамурзаева, действующего на основании доверенности №16/79 от 20.04.2022г, с одной стороны и

(2) НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева», далее Получающая сторона; в лице члена Правления - Проректора по науке и международного сотрудничества Шокпарова Алибека Жумабековича, действующего на основании Доверенности №8 от 01.02.2022 г.

Раскрывающая сторона и Получающая сторона в дальнейшем совместно именуются как «Стороны» и каждая в отдельности - «Сторона».

Предмет Соглашения

1. Раскрывающая сторона имеет намерение, передать в соответствии с условиями Соглашения, Получающей стороне на неисключительной основе информацию, которую считает конфиденциальной и которая необходима Получающей стороне в целях в рамках проекта АР09261282 "Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти"

Раскрываемая информация включает в себя техническую, геологическую и коммерческую, финансовую или иную информацию по техническому процессу, запрещенную для использования в полном объеме или частично, в иных целях и не разрешена для раскрытия, прямого или через посредников, какой-либо третьей стороне без предварительного письменного согласия Раскрывающей стороны, и не являющаяся государственными секретами Республики Казахстан (далее - «Конфиденциальная информация»).

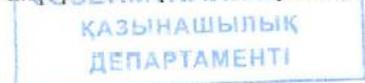
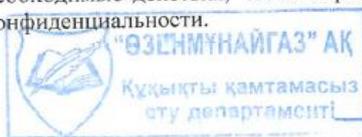
В случае, если раскрытию подлежит Конфиденциальная информация, в отношении которой Раскрывающая сторона имеет обязательства по сохранению конфиденциальности по соглашению с третьей стороной, то такая информация подлежит раскрытию только после получения письменного согласия этой третьей стороны.

2. Получающая сторона обязуется, что Конфиденциальная информация будет храниться в тайне и не будет продана, обменена, передана, опубликована или другим образом раскрыта кому-либо любым способом, включая такие способы как фотокопирование, репродукция или электронный способ без предварительного письменного разрешения Раскрывающей стороны, за исключением случаев, предусмотренных в пунктах 3, 4 Соглашения.

3. Получающая сторона может раскрывать Конфиденциальную информацию без предварительного письменного разрешения Раскрывающей стороны только в той степени, в какой такая информация:

3.1. находится в публичном владении (известна неопределенному кругу лиц) или стала общедоступной (доступ к которой не ограничен в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан) иначе, чем вследствие действия или бездействия Получающей стороны. В этом случае, до такого раскрытия Получающая сторона должна в письменной форме известить об этом Раскрывающую сторону;

3.2. должна быть раскрыта на основании законного требования государственного органа, которому в соответствии с правом, применимым по Соглашению, предоставлено право требовать раскрытия такой информации. В этом случае, до такого раскрытия Получающая сторона должна незамедлительно уведомить Раскрывающую сторону о существовании, условиях и обстоятельствах такого требования; предпринять все возможные действия для предотвращения раскрытия информации; использовать все разумные усилия, чтобы содействовать Раскрывающей стороне в принятии мер, необходимых для недопущения или ограничения раскрытия информации, а также предпринять все необходимые действия, чтобы к раскрываемой Конфиденциальной информации применялся режим о конфиденциальности.



4. Получающая сторона может раскрыть Конфиденциальную информацию без письменного согласия Раскрывающей стороны работникам, должностным лицам и руководителям Получающей стороны, которым необходимо иметь такую Конфиденциальную информацию, в той степени и в том объеме, насколько это необходимо для целей, указанных в пункте 1 Соглашения, при этом до раскрытия Конфиденциальной информации лицам, указанным в подпункте 4 Соглашения, Получающая сторона получит от них обязательства по сохранению конфиденциальности в том же объеме, как указано в Соглашение.

5. Получающая сторона имеют право использовать Конфиденциальную информацию, раскрываемую в соответствии с Соглашением только в рамках проекта AP09261282 "Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти"

6. Получающая сторона несет ответственность за то, чтобы каждое лицо, которому раскрывается Конфиденциальная информация в соответствии с Соглашением, хранило указанную информацию в тайне и не раскрывало или не передавало ее третьим лицам.

7. Получающая сторона обязуется принять все разумные меры для защиты и охраны Конфиденциальной информации от несанкционированного использования, утраты, кражи, опубликования, утечки при обработке на компьютере, который подключен к сети или т.п.

8. Получающая сторона гарантирует патентную чистоту применяемых технологий при производстве работ, указанных в пункте 1 Соглашения, а также гарантирует, что она в соответствии с законодательством Республики Казахстан имеет все необходимые права, полномочия и все разрешительные документы (включая лицензии, сертификаты, но не ограничиваясь) на заключение Соглашения и выполнение работ.

9. Получающая сторона обязуется нести полную имущественную ответственность за весь риск, который связан с убытками или нанесением ущерба имуществу Раскрывающей стороны, в связи с раскрытием Конфиденциальной информации, а также нести соответствующую ответственность в соответствии с действующим законодательством РК.

10. Конфиденциальная информация остаётся собственностью Раскрывающей стороны. Раскрывающая сторона имеет право требовать в любое время её возврата путём подачи не менее чем за 30 (тридцать) календарных дней письменного уведомления в адрес Получающей стороны. После получения такого уведомления, а также в случае прекращения действия Соглашения, предусмотренного в пункте 17 Соглашения, Получающая сторона должна вернуть оригиналы Конфиденциальной информации Раскрывающей стороне; уничтожить или вернуть Раскрывающей стороне все копии и репродукции с оригиналов Конфиденциальной информации (в любой форме, включая, но не ограничиваясь, данные на электронных носителях), находящиеся в распоряжении лиц, которым она раскрыта в соответствии с условиями настоящего Соглашения и письменно уведомить о таком уничтожении Раскрывающую сторону.

11. В течение 5 лет с даты заключения Соглашения Получающая сторона не будет разглашать никакой информации, полученной ею от Раскрывающей стороны, являющейся конфиденциальной информацией, какому-либо другому лицу, предприятию, организации, фирме и не будет использовать эту информацию для своей собственной выгоды, за исключением цели, указанной в п.1 настоящего Соглашения.

12. Получающая сторона будет соблюдать столь же высокую степень секретности во избежание разглашения или использования этой информации, какую Получающая сторона соблюдала бы в разумной степени в отношении своей собственной конфиденциальной информацией такой же степени важности.

13. Любая информация, передача которой оформлена в письменном виде и отнесена обеими сторонами к Соглашению считается конфиденциальной, передача документов осуществляется путем подписания акта о передаче информации (Приложение 1).

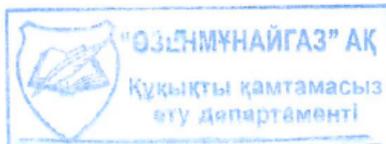
14. Получающая сторона назначает указанное ниже лицо своим Ответственным за Секретность для получения по ее поручению всей конфиденциальной информации у Раскрывающей стороны согласно Соглашению. Получающая сторона может сменить своего Ответственного за Секретность предупредив об этом Раскрывающую сторону не менее чем за один месяц.

Ответственный за конфиденциальную информацию назначен к.т.н., профессор кафедры «ТМиТ» **Заурбеков Сейтжан Арыспекович**, уд.лич. N042824075 выдан МВД РК 28.03.2018г.

15. Ни одна из сторон не будет разглашать факт существования данного Соглашения без предварительного согласия другой стороны.

16. Если третья сторона возбудит иск или другое юридическое действие на предмет раскрытия какой-либо Конфиденциальной информации, Получающая сторона немедленно уведомит

ӨЗЕНМҮНАЙГАЗ АҚ
КАЗЫНАШЫЛЫҚ
ДЕПАРТАМЕНТІ



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Раскрывающую сторону и окажет ей в разумных пределах такую помощь, какую Раскрывающая сторона потребует для предотвращения разглашения.

17. Действие Соглашения прекращается в одну из следующих наступивших ранее дат:

17.1. в случае подписания обеими Сторонами о расторжении Соглашения;

17.2. 31 декабря 2024 года;

18. Получающей стороне запрещается раскрывать конфиденциальную информацию третьим лицам, за исключением: лиц, указанных в пункте 4 Соглашения и в случаях, предусмотренных пунктом 3 Соглашения.

19. Независимо от общего срока действия Соглашения, предусмотренного в пункте 17 Соглашения, действие Соглашения в части обязательств Получающей стороны, предусмотренных пунктами 10, 11, 12, 18 Соглашения, сохраняется до их полного исполнения.

20. Стороны не несут ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по Соглашению, если это явилось следствием воздействия обстоятельств непреодолимой силы, не зависящих от воли Сторон, которые Стороны не могли предотвратить.

Сторона, ссылающаяся на обстоятельства непреодолимой силы, освобождается от ответственности, если в течение 7 (семи) календарных дней с момента наступления таких обстоятельств уведомит о них другую Сторону с приложением соответствующих документов, подтверждённых уполномоченными на выдачу таких документов организациями.

21. Настоящий Соглашение регулируется и толкуется в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Любые разногласия, возникающие из Соглашения, включая вопросы в отношении его существования, действительности или прекращения, которые не могут быть решены путём переговоров Сторон, подлежат разрешению в суде в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

22. Все дополнения и изменения к Соглашению имеют силу, только в том случае, если они составлены в письменном виде и подписаны уполномоченными представителями Сторон.

23. Соглашение подписан в 2 (двух) экземплярах, на русском языке, по 1 (одному) экземпляру для каждой Стороны.

24. Соглашение вступает в силу со дня его подписания уполномоченными представителями Сторон.

Адреса, реквизиты и подписи Сторон:

ПОЛУЧАЮЩАЯ СТОРОНА

НАО «Казахский национальный
исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева»
050013, Республика Казахстан,
город Алматы,
ул. Сатпаева, 22.
050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22
БИН 150140008602
ИИК KZ 62856000006968618
БИК KСJBKZKX
КБЕ 16
e-mail: info@satbayev.university

РАСКРЫВАЮЩАЯ СТОРОНА

АО «Озенмунайгаз»

Республика Казахстан, 130200, Мангистауская
область,
г.Жанаозен, ул. Сатпаева, 3
АО "Народный Банк Казахстана"
Жанаозенский региональный филиал
ЖРФ № 359900
SWIFT BIC: HSBKKZKX
ИИК KZ766010351000157065
РНН 430 700 217 123
БИН 120240020997, Кбе 17.
Тел: +7-72934-65110 Факс: +7-72934-63390

Проректор по науке и международному
сотрудничеству


Шокпаров А.Ж.
м.п.



Заместитель генерального директора по
производству


Е.Б.Карамурзаев



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Договор на проведение ОПИ оборудования и программа ОПИ по клапанам СШН

Договор № 1191-250

на безвозмездное проведение опытно-промышленных испытаний Оборудования

г. Жанаозен

« 28 » 08 2023г.

Акционерное общество «Озенмунайгаз» (Республика Казахстан, г.Жанаозен), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице первого заместителя генерального директора - Руководителя проекта по реабилитации месторождений АО "ОМГ" Абдирахманова Н. Б., действующего на основании доверенности 16/101 от 20.04.2023г с одной стороны, и НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева», именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице члена правления – проректора по науке и корпоративному развитию Кульдеева Е.И., действующего на основании Устава, с другой стороны, далее совместно именуемые «Стороны», а по отдельности «Сторона», на основании резолюции первого заместителя генерального директора - Руководителя проекта по реабилитации месторождений АО «Озенмунайгаз» №165- 42/9225-СЗ от 01.08.2023г., заключили настоящий договор (далее - «Договор») о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Исполнитель принимает на себя обязательства по безвозмездной (без оплаты) работе по проведению опытно-промышленных испытаний «Увеличение ресурса работы клапанов скважинных штанговых насосов для добычи нефти» на объектах Заказчика, указанное в Приложении № 1 и 2, которое является неотъемлемой частью Договора

1.2. Целью проведения опытно-промышленных испытаний Оборудования является определение эффективности его применения на месторождениях АО «Озенмунайгаз».

1.3. Оплата за поставленное Оборудование, в соответствии с пунктом 2.1. настоящего договора, и за проведение опытно-промышленных испытаний по настоящему договору не производится, расходы Исполнителя по перемещению Оборудования, обучению персонала Заказчика, командировочные расходы представителя Исполнителя, Заказчиком не возмещаются.

2. ПОРЯДОК ПРИЕМКИ-ПЕРЕДАЧИ

2.1. Оборудование считается переданными Исполнителем для проведения опытно-промышленного испытания и принятым Заказчиком:

по количеству - в соответствии с количеством, указанным в накладных;

по качеству - в соответствии с данными, указанными в паспорте изделия (изготовителя).

2.2. Датой передачи Оборудования является дата подписания Сторонами накладной.

2.3. При передаче Оборудования Исполнитель предоставляет Заказчику:

- Накладную (оригинал);
- Инструкция по эксплуатации;
- Сертификат качества завода-изготовителя на;
- Акт приема-передачи Оборудования;
- Паспорт изделия.

2.4. Днем окончания опытно-промышленных испытаний Оборудования считается день составления Исполнителем утвержденного Заказчиком итогового отчета опытно-промышленных испытаний Оборудования с расчетом технико-экономической эффективности.

2.5. Датой окончания опытно-промышленных испытаний Оборудования считается 180 (сто восемьдесятый) день, с начала запуска Оборудования для проведения испытаний. Опытно-промышленные испытания Оборудования проводятся в течение 6 (шести) месяцев с момента передачи Оборудования.

3. КАЧЕСТВО

3.1. Качество передаваемого Оборудования должно соответствовать действующим техническим условиям и ГОСТам, указанным в Приложении № 1, и подтверждаться паспортом изделия, выданным изготовителем.

3.2. Исполнитель гарантирует качественную работу Оборудования при обязательном соблюдении требований технической эксплуатации.

4. ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН, ПОРЯДОК И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ОПИ

4.1. Заказчик обязуется:

4.1.1. Произвести подготовку скважины, проведения ОПИ;

4.1.2. Определить за пять дней до начала работ объекты, номера скважин и выдать конкретным исполнителям Заказчика письменное задание с указанием объема работ и порядок проведения подготовительных работ и испытания оборудование на выделенных скважинах в соответствии с рабочей программой проведения испытания Оборудования (Приложение №2) к данному договору;

4.2. Исполнитель обязуется:

- 4.2.1. Обеспечить необходимой документацией по внедряемому Оборудованию для ОПИ, проведения входного контроля, монтажа и дальнейшей его эксплуатации;
- 4.2.2. Обеспечить присутствие представителей Исполнителя на процедуре входного контроля и для контроля процессов монтажа/демонтажа, запуска в работу Оборудования;
- 4.2.3. При нахождении на объектах Заказчика, представители Исполнителя обязаны быть в спецодежде установленного образца и в защитных касках;
- 4.2.4. При выполнении работ на объектах Заказчика, запретить своим работникам курение, за исключением специально установленных мест;
- 4.2.5. ОПИ оборудования проводится силами и средствами Заказчика, согласно:
- разработанной Исполнителем временной технологической инструкции по ОПИ Оборудование и согласованной с Департаментом по Чрезвычайным Ситуациям Мангистауской области Министерства ЧС Республики Казахстан;
 - разработанной Исполнителем рабочей программе проведения ОПИ и согласованной с Заказчиком;
- 4.2.6. В случае преждевременных отказов - обеспечить участие своих представителей в работе комиссии по расследованию причин отказа Оборудования;
- 4.2.7. Обеспечить участие представителей Исполнителя в подведении промежуточных итогов внедрения Оборудования в течение всего периода программы ОПИ;
- 4.2.8. Организовать сервисное обслуживание и техническое сопровождение ОПИ;
- 4.2.9. Положительным результатом опытно-промышленных испытаний Оборудования является достижение основных параметров технических характеристик Оборудования, равных или превышающих показатели работы, достигнутые на объектах нефтедобычи АО «Озенмунайгаз» и заявленных на первичной презентации перед проведением ОПИ.
- 4.2.10. Результаты проведенных опытно-промышленных испытаний Оборудования оформляются в виде Актов и Отчетов, и утверждаются уполномоченным лицом Заказчика.
- 4.2.11. Исполнитель обязуется направить своего уполномоченного представителя для обучения персонала Заказчика по эксплуатации передаваемого Оборудования и обеспечить его присутствие на всех этапах опытно-промышленных испытаний, включая отказов скважин, но, не ограничиваясь, подготовку, проведение и завершение опытно-промышленных испытаний Оборудования, а также при составлении Акта и Отчета по опытно-промышленным испытаниям Оборудования.
- 4.2.12. Представить отчет о результатах проведенных опытно-промышленных испытаний Оборудований в соответствии с условиями настоящего Договора.
- 4.2.13. Исполнитель обязуется после окончания ОПИ за счет собственных средств вывоз Оборудования с контрактной территории Заказчика.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. При невыполнении либо ненадлежащем выполнении условий настоящего Договора, Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

6. ОБСТОЯТЕЛЬСТВА НЕПРЕОДОЛИМОЙ СИЛЫ

6.1. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное невыполнение обязательств по настоящему Договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы.

6.2. Под обстоятельствами непреодолимой силы понимаются обстоятельства, которые возникли после заключения Договора в результате событий чрезвычайного характера, которые не могут быть предусмотрены стороной и не зависят от неё. К обстоятельствам непреодолимой силы относятся обстоятельства, связанные с военными действиями, стихийными бедствиями, препятствующие исполнению Сторонами своих обязательств по Договору.

6.3. Сторона, которая не в состоянии выполнить обязательства по Договору вследствие обстоятельств, указанных в пункте 6.1. Договора, должна известить другую Сторону о наступлении этих обстоятельств в письменном виде в течение 48 часов с приложением соответствующих документов, подтверждающих возникновение данных обстоятельств. Указанные документы должны быть подтверждены и удостоверены уполномоченным государственным органом Республики Казахстан.

6.4. Срок исполнения обязательств по Договору отодвигается на время, в течение которого действуют обстоятельства непреодолимой силы.

6.5. Если обстоятельства непреодолимой силы продолжают действовать в течение более 6 (шесть) месяцев, каждая из Сторон имеет право отказаться от дальнейшего исполнения Договора, в этом случае Стороны обязуются произвести действия по возврату и приемке Оборудования.

7. КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ

7.1. Документация и техническая информация, передаваемые Сторонами по настоящему Договору, являются конфиденциальными и не будут ими опубликовываться и/или распространяться для всеобщего сведения, а также передаваться третьим лицам без предварительного письменного согласия другой стороны на основании соответствующего соглашения о конфиденциальности, за исключением требований уполномоченных государственных органов, имеющих право требовать информацию по настоящему Договору в случаях и с соблюдением порядка, установленного действующим законодательством Республики Казахстан.

8. АНТИКОРРУПЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

8.1. При исполнении своих обязательств по Договору, Стороны, их аффилированные лица, работники, посредники и субподрядчики (соисполнители) воздерживаются от совершения, побуждения к совершению действий, нарушающих либо способствующих нарушению законодательства Республики Казахстан, в том числе в области борьбы с коррупцией, не выплачивают, не предлагают выплатить и не разрешают выплату каких-либо денежных средств или ценностей, прямо или косвенно, любым лицам, для оказания влияния на действия или решения этих лиц с целью получить какие-либо неправомерные преимущества или достичь иные неправомерные цели.

При исполнении своих обязательств по Договору, Стороны, их аффилированные лица, работники, посредники и субподрядчики (соисполнители) не осуществляют действия, квалифицируемые действующим для целей Договора законодательством, как дача/получение взятки, коммерческий подкуп, а также действия, нарушающие требования действующего законодательства и международных актов о противодействии легализации (отмыванию) доходов, полученных незаконным путем.

В случае возникновения у Стороны подозрений, что произошло или может произойти нарушение каких-либо положений настоящего пункта Договора, соответствующая Сторона обязуется уведомить другую Сторону в письменной форме.

В письменном уведомлении Сторона обязана сослаться на факты или предоставить материалы, достоверно подтверждающие или дающие основание предполагать, что произошло или может произойти нарушение каких-либо положений настоящего пункта Договора Стороной, ее аффилированными лицами, работниками, посредниками и (или) субподрядчиками (соисполнителями).

8.2. Сторона, получившая письменное уведомление, обязана в 10-дневный срок провести расследование и представить его результаты в адрес другой Стороны.

9. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

9.1. Все изменения и дополнения к настоящему Договору будут считаться действительными, если они составлены в письменном виде и подписаны Сторонами.

9.2. Стороны не вправе передавать свои права и обязанности, предусмотренные Договором, третьим лицам, за исключением законных правопреемников Сторон до полного исполнения

9.3. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах, по одному экземпляру каждой из Сторон. Все экземпляры Договора имеют одинаковую юридическую силу.

9.4. Настоящий Договор действует с момента его подписания и действует до завершения ОПИ.

9.5. Приложение, являющиеся неотъемлемой частью Договора:

- 1) Приложение № 1 - Техническая спецификация;
- 2) Приложение № 2 – Программа ОПИ

10. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН:

| | |
|---|---|
| Заказчик АО «Озенмунайгаз» Республика Казахстан, 130200, Мангистауская область, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, 3 РНН 430 700 217 123 БИН 120240020997 АО "Народный Сберегательный Банк Казахстана" Жанаозенский региональный филиал ЖРФ № 359900 SWIFT BIC: HSBKZKX Kbe 17, ИИК KZ766010351000157065(KZT) Код ОКПО 51443153 Свидетельство о постановке по НДС Серия 43001 №0003356 от 27.12.2012 г. Тел: +7-72934-63110 Факс: +7-72934-63390 Первый заместитель генерального директора - Руководитель проекта по реабилитации месторождений АО "ОМГ"  Абдирахманов Н. Б. АҚ  | Подрядчик НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева 050013 Республика Казастан, г.Алматы, ул/Сатпаева 22 БИН 120140008602 ИИК KZ 628500000698618 БИК КСJBKZKX КБЕ 16 e-mail: info@satbayev.university И.И. Кульдеев  СОГЛАСОВАНО Отдел юридического обеспечения НАО "КазНТУ им.К.И.Сатпаева"  |
|---|---|

Техническая спецификация

Опытно-промышленные испытания по «Увеличение ресурса работы клапанов скважинных штанговых насосов для добычи нефти».

Основные цели проведения ОПИ:

- 3.1. Основной целью ОПИ является подтверждение работоспособности клапанов СШН новой конструкции с турбулизатором потока нефти и увеличение срока работы клапанных узлов СШН.
- 3.2. Увеличение межремонтного периода работы СШН за счет повышения срока службы клапанных узлов насосов.

Период проведения ОПИ: 6 месяцев.

Критерии успешного проведения ОПИ:

1. Нарботка на отказ насосов СШН оборудованных клапанами новой конструкции не менее 180 суток.
2. Увеличение межремонтного периода скважин по клапанам насосов - не менее чем в 2 раза.

Технические характеристики

Клапанов СШН новой конструкции

Описание футеровки:

| № п/п | Тип характеристики | Значение | Количество, шт |
|-------|---|----------|----------------|
| 1. | Клапан шариковый всасывающий новой конструкции на насос типа НН условным диаметром 70 мм | | 5 |
| 2. | Клапан шариковый нагнетательный новой конструкции на насос типа НН условным диаметром 70 мм | | 5 |
| 3. | Турбулизатор для всасывающего клапана новой конструкции | | 5 |
| 4. | Турбулизатор для нагнетательного клапана новой конструкции | | 5 |
| 5. | Скважинный штанговый насос типа НН2Б-70-35-12-1 | | 5 |
| 6. | Скважины оборудованные насосами типа НН2Б-70-35-12-1 | | 5 |

Первый заместитель генерального директора - Руководитель проекта по реабилитации месторождений АО "ОМГ"

Абдирахманов Н. Б.



Член правления - Проректор по науке и корпоративному развитию



Кульдеев

ПРОГРАММА
опытно-промышленного испытания (ОПИ)
по клапанам скважинных штанговых насосов
от КазНИТУ имени К.И.Сатпаева

1. Участники ОПИ:

ЗАКАЗЧИК: - Озенмунайгаз
ПОДРЯДЧИК: - КазНИТУ имени К.И.Сатпаева

2. Место проведения ОПИ:

АО «Озенмунайгаз». ОПИ будет проводиться на скважинах месторождения Озень оборудованных скважинными штанговыми насосами (СШН) с условным диаметром 70 мм. Количество скважин – 5 скважин.

3. Цель ОПИ:

- 3.1. Основной целью ОПИ является подтверждение работоспособности клапанов СШН новой конструкции с турбулизатором потока нефти и увеличение срока работы клапанных узлов СШН.
3.2. Увеличение межремонтного периода работы СШН за счет повышения срока службы клапанных узлов насосов.

4. Описание планируемых работ:

| № | Наименование работ | Ответственный исполнитель | Срок проведения |
|---|--|---|---------------------------------|
| 1 | Подрядчик своими силами изготавливает и доставляет клапана новой конструкции на СШН типа НН2Б-70-35-12-1 условным диаметром 70 мм (5 шт на всасывающие и 5-ть шт на нагнетательные клапана). | Подрядчик | до начала ОПИ |
| 2 | Установка клапанов новой конструкции на 5-ть насосов | Заказчик и подрядчик на базе ЖСН Петросервис | в течении 2-х дней |
| 3 | Опрессовка насосов с установленными клапанами новой конструкции | | |
| 4 | Поиск скважин для спуска насосов оборудованных клапанами новой конструкции | Заказчик департамента подземного ремонта (ПР) | в течении 3-х дней |
| 5 | Предоставление подрядчику допуска к месту выполнения ремонтных работ на 5-ти скважинах | Заказчик | в течении 3-х дней с начала ОПИ |
| 6 | Подготовка объектов (скважин) для спуска насосов с установленными новыми клапанами | Заказчик | в течении 5-ти дней |
| 7 | Спуск в скважины насосов с установленными новыми клапанами | Заказчик - Подрядчик | в течении 5-ти дней |
| 8 | Составление и подписание Актов о спуске насосов с установленными новыми клапанами | Заказчик - Подрядчик | в течении 5-ти дней |
| 9 | Оформление технического отчета по итогам ОПИ | Заказчик - Подрядчик | в течении 3-х дней |

Примечание: В ходе проведения ОПИ по соглашению сторон, при возникновении необходимости программа может быть дополнена и/или изменена, в установленном порядке.

5. Продолжительность проведения ОПИ:

Продолжительность проведения ОПИ СШН оборудованными новыми всасывающими и нагнетательными клапанами составляет 180 суток со дня спуска насосов в скважины.

6. Критерии эффективности ОПИ:

- 6.1. Отсутствие протечек при опрессовке насосов оборудованных клапанами новой конструкции.
6.2. Нормальная работа насосов с клапанами новой конструкции спущенных в 5-ть добывающих скважин.

7. Порядок оформления результатов ОПИ:



- 7.1. На первом этапе оформляются акты установки клапанов на 5-ть СШН и акты спуска в 5-ть скважин.
- 7.2. На втором этапе оформляется Акт об окончании ОПИ в течение 7 рабочих дней после завершения ОПИ;
- 7.3. Результаты испытаний СШН с клапанами новой конструкции являются достоянием ПОДРЯДЧИКА и ЗАКАЗЧИКА и не подлежат разглашению сторонним лицам без согласия сторон;
- 7.4. Подрядчик готовит Отчет о проведении ОПИ в течении 15 дней с момента завершения испытаний и представляет его на согласование Заказчику.

**Первый заместитель генерального
директора - Руководитель проекта
по реабилитации месторождений АО "ОМГ"**



Абдирахманов Н.Б.



**Член правления - Проректор по
науке и корпоративному развитию**



И. Кульдеев

ПРИЛОЖЕНИЕ И
Акты ОПИ клапанов новой конструкции СШН

АКТ
опытно-промышленных испытаний
клапанов новой конструкции скважинных штанговых насосов (СШН)

Настоящим "Актом ОПИ" подтверждается установка всасывающих и нагнетательных клапанов новой конструкции на насос № 305169-19 ННАБ-70-35-12-1 и спуска его в скважину № 4702. Г9-1

Контроль за работой опытного насоса в скважине осуществляется согласно принятого регламента в НГДУ АО «Озенмунайгаз».

Клапана новой конструкции разработаны сотрудниками КазНИТУ имени К.И.Сатпаева в рамках НИР ГФ ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

Основание: Соглашение о конфиденциальности №1218-235 от 11.07.2022г. заключенное между АО «Озенмунайгаз» и КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

Представители КАЗНИТУ

Представители АО «Озенмунайгаз»

Заурбеков С.А.


подпись

Темирханов З.А.


подпись

Балгаев Д.Е.


подпись

Отаров С.


подпись

Отебаев М.


подпись

Белбаев Н.И.


подпись

АКТ
опытно-промысловых испытаний
клапанов новой конструкции скважинных штанговых насосов (СШН)

Настоящим “Актом ОПИ” подтверждается установка всасывающих и нагнетательных клапанов новой конструкции на насос № 308086-01 ННАБ-70-35-12-1 и спуска его в скважину № 2093. ГЧ-8.

Контроль за работой опытного насоса в скважине осуществляется согласно принятого регламента в НГДУ АО «Озенмунайгаз».

Клапана новой конструкции разработаны сотрудниками КазНИТУ имени К.И.Сатпаева в рамках НИР ГФ ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

Основание: Соглашение о конфиденциальности №1218-235 от 11.07.2022г. заключенное между АО «Озенмунайгаз» и КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

Представители КАЗНИТУ

Представители АО «Озенмунайгаз»

Заурбеков С.А.



подпись

Темирханов З.А.



подпись

Балгаев Д.Е.



подпись

Отаров С.



подпись

Отебаев М.



подпись

Белбаев Н.И



подпись

АКТ
опытно-промысловых испытаний
клапанов новой конструкции скважинных штанговых насосов (СШН)

Настоящим “Актом ОПИ” подтверждается установка всасывающих и нагнетательных клапанов новой конструкции на насос № 302056-01 ННАБ-70-35-12-1 и спуска его в скважину № 6356.гу-11

Контроль за работой опытного насоса в скважине осуществляется согласно принятого регламента в НГДУ АО «Озенмунайгаз».

Клапана новой конструкции разработаны сотрудниками КазНИТУ имени К.И.Сатпаева в рамках НИР ГФ ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

Основание: Соглашение о конфиденциальности №1218-235 от 11.07.2022г. заключенное между АО «Озенмунайгаз» и КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

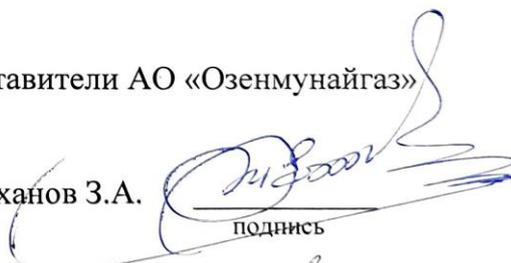
Представители КАЗНИТУ

Представители АО «Озенмунайгаз»

Заурбеков С.А.


_____ подпись

Темирханов З.А.


_____ подпись

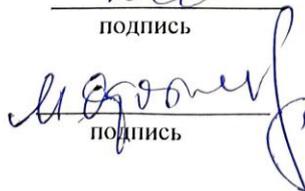
Балгаев Д.Е.


_____ подпись

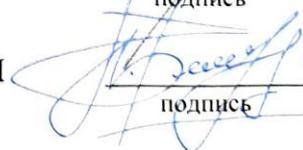
Отаров С.


_____ подпись

Отебаев М.


_____ подпись

Белбаев Н.И


_____ подпись

АКТ
опытно-промысловых испытаний
клапанов новой конструкции скважинных штанговых насосов (СШН)

Настоящим “Актом ОПИ” подтверждается установка всасывающих и нагнетательных клапанов новой конструкции на насос № 303149-05 ННАБ-70-35-12-1 и спуска его в скважину № 8509.Г.У-80

Контроль за работой опытного насоса в скважине осуществляется согласно принятого регламента в НГДУ АО «Озенмунайгаз».

Клапана новой конструкции разработаны сотрудниками КазНИТУ имени К.И.Сатпаева в рамках НИР ГФ ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

Основание: Соглашение о конфиденциальности №1218-235 от 11.07.2022г. заключенное между АО «Озенмунайгаз» и КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

Представители КАЗНИТУ

Представители АО «Озенмунайгаз»

Заурбеков С.А.



подпись

Темирханов З.А.



подпись

Балгаев Д.Е.



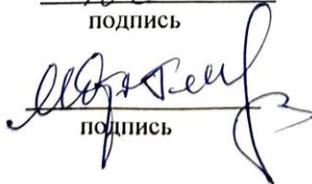
подпись

Отаров С.



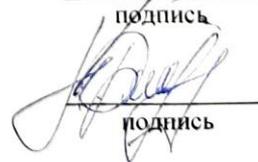
подпись

Отебаев М.



подпись

Белбаев Н.И



подпись

АКТ
опытно-промысловых испытаний
клапанов новой конструкции скважинных штанговых насосов (СШН)

Настоящим “Актом ОПИ” подтверждается установка всасывающих и нагнетательных клапанов новой конструкции на насос № 307932-10 ННАБ-70-35-12-1 и спуска его в скважину № 3093.ГЧ-Н.

Контроль за работой опытного насоса в скважине осуществляется согласно принятого регламента в НГДУ АО «Озенмунайгаз».

Клапана новой конструкции разработаны сотрудниками КазНИТУ имени К.И.Сатпаева в рамках НИР ГФ ИРН АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

Основание: Соглашение о конфиденциальности №1218-235 от 11.07.2022г. заключенное между АО «Озенмунайгаз» и КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

Представители КАЗНИТУ

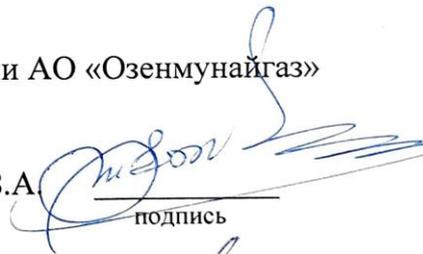
Представители АО «Озенмунайгаз»

Заурбеков С.А.



подпись

Темирханов З.А.



подпись

Балгаев Д.Е.



подпись

Отаров С.



подпись

Отебаев М.



подпись

Белбаев Н.И



подпись