На правах рукописи

ЛИЩУК АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МАЛОДЕБИТНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Специальность 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. На текущий момент состояние промышленности России и Западной Сибири как базового региона добычи нефтепродуктов указывает на потребность во внедрении новой эффективной технологии добычи нефти из малодебитного фонда скважин (МФС). Большинство основных месторождений во многих нефтеносных регионах России показывают падающий тренд добычи углеводородов на фоне обводненности флюида более чем в 90 %. При этом извлекаемые запасы рассматриваемых месторождений далеки от их реального истощения.

Коэффициент извлечения нефти (КИН), один из базовых маркеров эффективности использования запасов углеводородов, за последние 20 лет снизился с 55 % до 30 %. Данный факт, в том числе, сопряжен с тем, что ранее недропользователи осознанно прибегали к ускорению добычи с помощью гидроразрывов пластов (ГРП), мотивированные быстрой прибылью. В данном случае одновременно с увеличением дебита скважин происходил неизбежный рост обводненности флюида. Это вызывало ухудшение проницаемости призабойной зоны скважин из-за закупоривания пор коллектора механической примесью и нефтепродуктами, содержащимися в используемой при закачке, с помощью систем поддержания пластового давления (ППД) в пласты технической воде. В силу указанных процессов происходило снижение охвата пласта по толщине и, соответственно, уменьшение КИН скважин по причине исключения пропластков, неохваченных обводнением.

Параллельно с обводнённостью, добыча на МФС осложнена рядом факторов: отложением солей, парафина, асфальтенов, необходимостью в проведении стимуляции притока, трудностью синхронизации параметров притока и отбора продукции, оптимизацией характеристик добывающего

насосного оборудования, решением задач по препятствию коррозии и подготовки продукции, высоким газовым фактором.

В сложившейся ситуации проявилась необходимость в разработке новых технологий добычи для рентабельной эксплуатации скважин в осложнённых условиях и, в первую очередь, усовершенствования используемых технологий.

Данная работа посвящена разработке и апробации технологии бесштанговой добычи нефти на малодебитном фонде скважин.

Степень разработанности темы исследования. Теоретическая и практическая значимость диссертационной работы основывается на результатах научных исследований и экспериментальных разработок отечественных и зарубежных специалистов в области скважинной добычи.

Вопросы эксплуатации малодебитных скважин (МДС) впервые были обозначены инженером-нефтянником М.А. Гейманом ещё в 1942 г. В последующий период многие решения по рациональному использованию МДС получили дальнейшее развитие в трудах: А.С. Вирновского, А.Н. Адонина, И.Т. Мищенко, В.И. Грайфера, К.Р. Уразакова, М.Д. Валеева, В.М. Валовского, К.А. Карапетова, Ю.А. Балакирова, В.С. Кроля, Р.А. Максутова, Р.Я. Кучумова, А.М. Пирвердяна, а также других отечественных и зарубежных ученых-нефтяников.

При этом актуальные задачи по оптимизации использования МДС, разработки и усовершенствования нового оптимизированного насосного оборудования остаются малоизученными.

Целью работы является разработка новой эффективной технологии добычи нефти на малодебитном фонде скважин, осложнённом механическими примесями, высокой обводненностью, повышенным газовым фактором и увеличенной глубиной спуска насосного оборудования.

Основные задачи исследований. Для достижения поставленной цели работы сформулированы следующие основные задачи:

1. Анализ опыта эксплуатации малодебитных скважин механизированными способами добычи нефти с выявлением структуры и основных видов отказов

насосного оборудования в скважинах с высоким содержанием механических примесей.

2. Разработка методических рекомендаций по стендовым испытаниям установки бесштанговой добычи нефти для определения рациональных параметров работы насосного оборудования.

3. Интерпретация результатов проведения опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири на основе исследований динамограмм работы насоса в зависимости от структуры и состава водогазонефтяной смеси.

4. Определение критериев применимости технологии бесштанговой добычи нефти на малодебитном и осложненном фонде добывающих скважин.

Объект исследования – добывающие скважины малодебитного фонда.

Предмет исследования – технология бесштанговой добычи нефти на основе погружного привода и плунжерного насоса.

Научная новизна работы.

1. Разработана и апробирована новая технология бесштанговой добычи нефти на основе гидромеханического погружного редуктора (ГМПР), которая предназначена для эксплуатации малодебитного фонда скважин и решает задачи оптимизации по подбору и эксплуатации глубинного насосного оборудования в условиях низкого притока нефти, коррозии и высокого газового фактора.

2. Установлены закономерности влияния свойств скважинного флюида (вязкость, газосодержание, абразивность) на эффективность работы погружного привода, что позволило формализовать критерии выбора режимов отбора, исключающих заклинивание оборудования.

Теоретическая значимость работы. Результаты стендовых и опытно-промышленных испытаний технологии бесштанговой добычи расширяют теоретическую базу в области проектирования плунжерных насосов с погружным редуктором. Полученные автором динамограммы работы насоса в

зависимости от структуры и состава водогазонефтяной смеси раскрывают особенности применения бесштанговой технологии с погружным редуктором на скважинах осложненного малодебитного фонда.

Выявлены особенности выбора режимов отбора нефти из скважин, исключающего срыв подачи потока по причине заклинивания установки от различных осложняющих факторов.

Практическая ценность.

1. Получены первые экспериментальные данные по технологии бесштанговой добычи нефти (СБДН) на основе ГМПР в условиях различных месторождений (Ромашкинское, Нефтяные Камни, Пираллахи, Мегионское), включая морские скважины, которые подтвердили универсальность технологии для разных геологических и технологических условий добычи нефти.

2. Разработана авторская методика интерпретации динамограмм работы насоса, связывающая изменения в структуре водогазонефтяной смеси с динамикой нагрузок на плунжерный насос, что позволило прогнозировать износ оборудования и оптимизировать его параметры.

3. Обоснована итоговая компоновка и направления внедрения установки бесштанговой добычи нефти. Проведена систематизация параметров, позволивших определить критерии применения СБДН (глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит). Для данной технологии областью применения является малодебитный фонд скважин с глубиной спуска ниже 2000-2500 м, эксплуатация которого другими методами механизированной добычи не эффективна.

4. Определена общая прогнозируемая экономия при использовании установок и технологии СБДН в сумме около 4,8 млн руб. в год при использовании одной установки взамен станка-качалки СКД-6.

Методология и методы исследования. Для решения поставленных задач автором использовались данные промысловых испытаний, разработана конструкция глубинного насосного оборудования, проведены стендовые и

опытно-промысловые испытания, экспериментальные и аналитические исследования, дана оценка технологической эффективности работы прибора.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Методика для определения рациональных параметров работы бесштанговой системы добычи нефти при проведении стендовых испытаний насосного оборудования.

2. Интерпретация результатов на основе исследований динамограмм работы насоса в зависимости от структуры и состава водогазонефтяной смеси на малодебитном и осложненном фонде добывающих скважин.

3. Разработанные критерии подбора и применения технологии бесштанговой добычи нефти для малодебитных добывающих скважин с типовыми осложнениями.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались на научно-технических советах нефтяных компаний России (ООО «Лукойл-Инжиниринг», ПАО «Татнефть», ООО «Башнефть-Добыча», АО «Белкамнефть», АО «Оренбургнефть»), Республики Азербайджан (ГНКАР «SOCAR») и Республики Казахстан (ГНК «КазМунайГаз»).

Также были сделаны доклады на научных конференциях, форумах и стратегических сессиях: 19-я Международная научно-практическая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2022». 11-12.10.2022, г. Москва; 5-я Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа». Институт проблем нефти и газа РАН. 20-21.10. 2022, г. Москва; Промышленно-энергетический форум ТНФ-23. Сессия Нефтегазового кластера «Территория инноваций», 19.09.2023, г. Тюмень.; Третий Конгресс молодых ученых. Десятилетие науки и технологий. Мероприятие-Спутник. Стратегическая сессия по теме: «Повышение эффективности технологических процессов предприятий ТЭК Пермского Края» 04-06.10.2023, г. Пермь; Научная территория: технологии и

инновации. Материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень. ТИУ, ноябрь 2023; 21-я Международная научно-практическая конференция «Механизированная добыча нефти – 2024» 14-15.03.2024, г. Москва; 4-я Научно-практическая конференция «Энергоэффективная добыча и переработка нефти – 2024». 04-05.06.2024, г. Тюмень.

Личный вклад автора состоит в постановке цели и задач работы, принятии непосредственного участия в лабораторных стендовых испытаниях и опытно-промышленных работах по изучению и внедрению технологии бесштанговой добычи нефти на малодебитном и осложненном фонде добывающих скважин; разработке критериев применимости новой конструкции глубинного насосного оборудования.

Публикации. Концепция и содержание диссертационной работы нашли отражение в 13 научных работах, в том числе: 6 статей в журналах, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК и 7 докладов и 5 патентов на изобретение (3 патента РФ, 1 международный патент и 1 евразийский патент).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту научной специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», пункту 5 «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутри промысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений».

Структура и объем работы. Диссертация изложена на 125 страницах машинописного текста. Работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка сокращений и списка литературы, содержит 28 таблиц, 29 рисунков и 1 приложение. Библиографический список включает 105 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, определены основные защищаемые положения.

Первая глава посвящена анализу опыта эксплуатации малодебитных скважин механизированными способами добычи нефти с выявлением структуры и основных видов отказов насосного оборудования. Приведены особенности конструкции и эксплуатации погружной установки бесштанговой добычи нефти на основе патентов соискателя. На основе анализа выработаны условия работы и требования, предъявляемые к вновь проектируемым насосным системам скважинных установок для малодебитного фонда скважин, которые обуславливают применение новых конструктивных решений.

Во второй главе обоснованы методические рекомендации по стендовым испытаниям установки бесштанговой добычи нефти для определения рациональных параметров работы насосного оборудования.

Для снятий характеристик плунжерной насосной установки с гидромеханическим редуктором была создана стенд-скважина, гидравлическая схема приведена на рисунке 1.

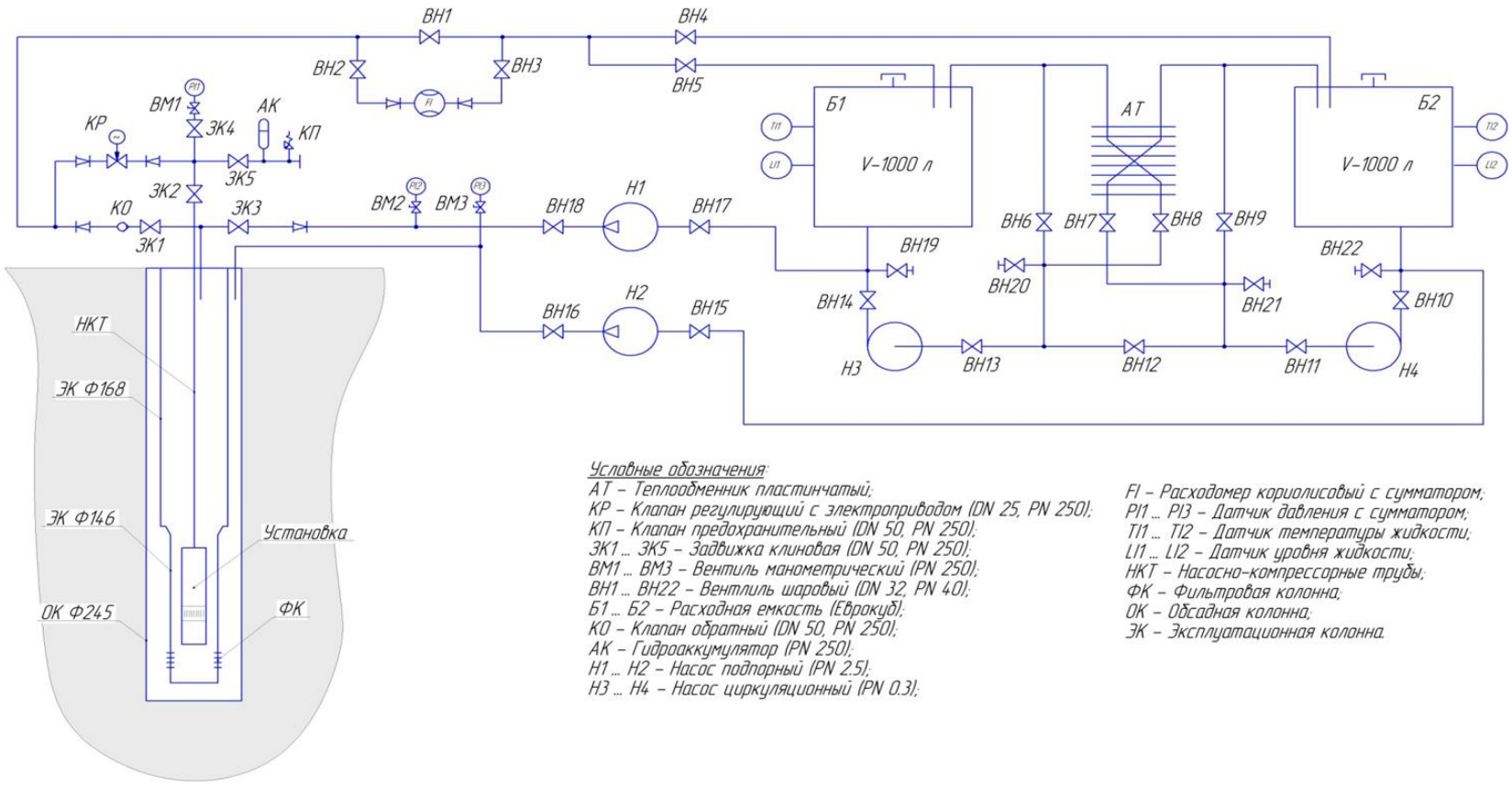

Рисунок 1 – Гидравлическая схема испытательной стенд-скважины

Стенд-скважина предназначена для проведения предварительных, приемочных, квалификационных и ресурсных испытаний погружных плунжерных насосных установок с приводом от погружного гидромеханического редуктора серии ГМПР 5А и 6 габарита.

Для данного исследования разработана методика определения гидравлических и энергетических параметров экспериментальной установки, работающей на воде, с особым вниманием к анализу напорно-расходных характеристик и энергетической эффективности при вариативных частотах вращения вала погружного электродвигателя. Исследование предполагает систематический сбор данных о производительности установки, включая измерение объемного расхода жидкости, напора, потребляемой мощности и КПД системы при различных режимах работы. Критически важной частью эксперимента является проверка эффективности и работоспособности компенсатора осевых нагрузок, который является ключевым элементом для обеспечения долговечности и надежности установки. Оценка включает в себя анализ способности компенсатора адаптироваться к различным рабочим условиям и эффективно распределять нагрузки в процессе эксплуатации, тем самым предотвращая преждевременный износ и потенциальные повреждения механизмов. Дополнительным этапом исследования является валидация виртуальной интегрированной модели системы бесштанговой добычи нефти, разработанной с целью предсказания поведения реальной установки в разнообразных эксплуатационных сценариях. Процесс валидации предусматривает сопоставление результатов, полученных в ходе физических испытаний, с данными, сгенерированными моделью, для подтверждения ее адекватности и надежности как инструмента прогнозирования рабочих параметров и оценки эффективности системы.

В контексте проведения гидравлических испытаний насосной установки, измерение ключевых параметров производится в соответствии с требованиями ГОСТ 17108, устанавливающим требования и стандарты на методы испытаний.

Важным аспектом испытаний является соблюдение пределов допускаемой основной относительной погрешности измерений, для чего установлены следующие нормативы:

- Подача (объемный расход жидкости): допускается погрешность ±0,25%;
- Давление: допускается погрешность ±0,25%;
- Мощность потребления: допускается погрешность ±0,25%.

Перед началом испытательного процесса, выполняли процедуру обкатки насосной установки на воде в номинальных условиях работы. Для этого устанавливается следующий режим:

- Частота вращения: 12 Гц (700 об/мин);
- Подача: 2,4 м3/сут.

Обкатка проводится без присутствия осложняющих эксплуатационных факторов при последовательном повышении давления на выходе из насоса до установленных значений:

- 0 МПа в течение 10 мин.;
- 5 МПа в течение 10 мин.;
- 10 МПа в течение 10 мин.

Перед началом испытания значение подачи не должно изменяться более, чем на ±1% за 10 мин. при постоянном давлении и частоте вращения. Испытания проводятся на воде. Испытание должно проводиться при давлении на приеме насоса не менее 0,25 МПа.

Основной целью испытаний являлась верификация напорно-расходных и энергетических характеристик насосных установок, а также оценка работоспособности ГМПР с роликовинтовой передачей и приводного электродвигателя в условиях максимальных нагрузок. В ходе каждого этапа проводилась детальная оценка производительности установки (дебита), потребляемой мощности и эффективности передачи крутящего момента на вал электродвигателя. Результаты стендовых испытаний сравнивались с

стандартными расчетными параметрами. Сравнительные характеристики приведены на рисунках 2-4.

На основании стендовых испытаний для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважинах нефтяных месторождений наиболее обоснованным является использование насосов на базе модели ННЛ-38. Данная модель насоса продемонстрировала минимальные расхождения между расчетными и экспериментальными параметрами при низких и средних давлениях (до 100 атм) и частотах вращения до 1200 об/мин. Это свидетельствует об их стабильной и предсказуемой работе в реальных условиях при средних нагрузках, делая их оптимальными для ОПИ. Кроме того, при испытаниях насосов ННЛ-38 было зафиксировано высокое соответствие между теоретическими и фактическими показателями КПД. Минимальные отклонения между расчетными и фактическими значениями для насосов ННЛ-38 даже при повышенных давлениях указывают на незначительное влияние внешних факторов, таких как механические потери или отклонения от идеальных условий эксплуатации, что способствует снижению рисков при проведении ОПИ. Насосы ННЛ-38 продемонстрировали надежную работу в широком диапазоне режимов, что дает уверенность в их эффективной эксплуатации на реальных скважинах с различными условиями добычи.

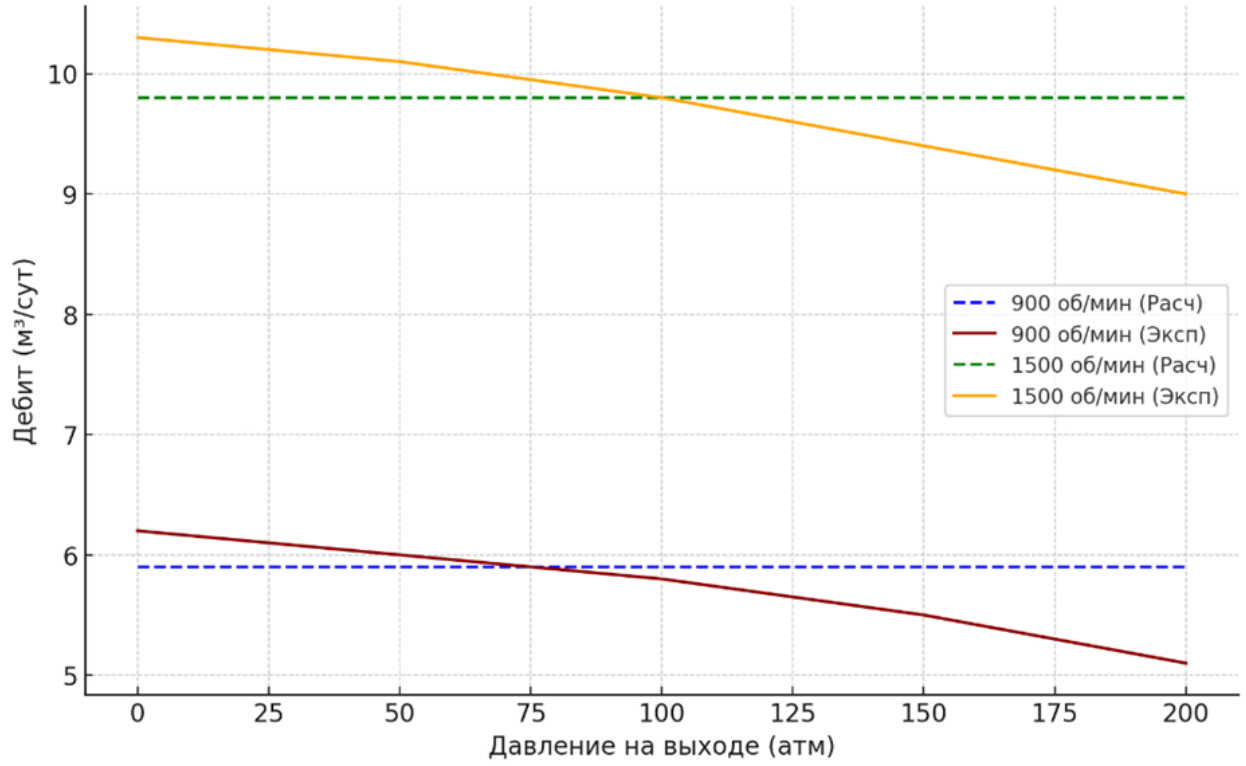

Рисунок 2 – Характеристика: производительность установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об/мин), $м^3$/сут

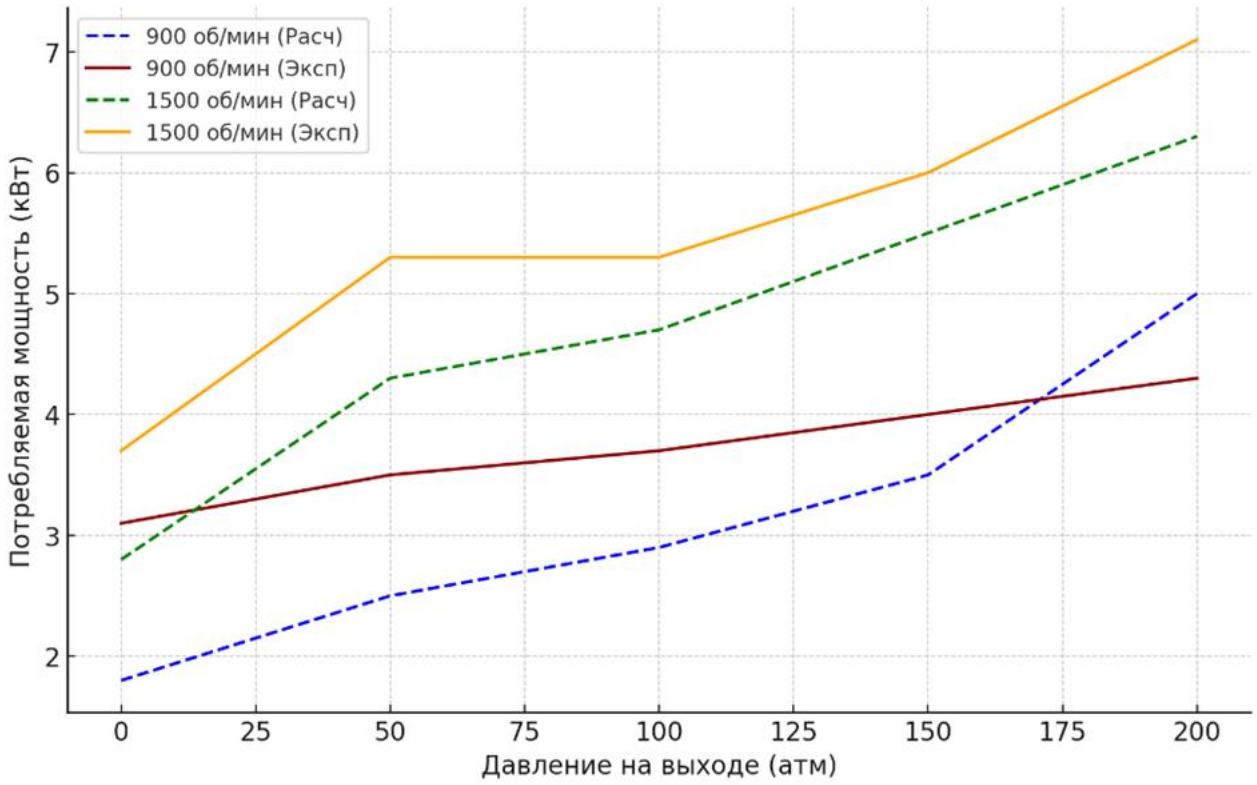

Рисунок 3 – Характеристика: потребляемая мощность установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об/мин), кВт

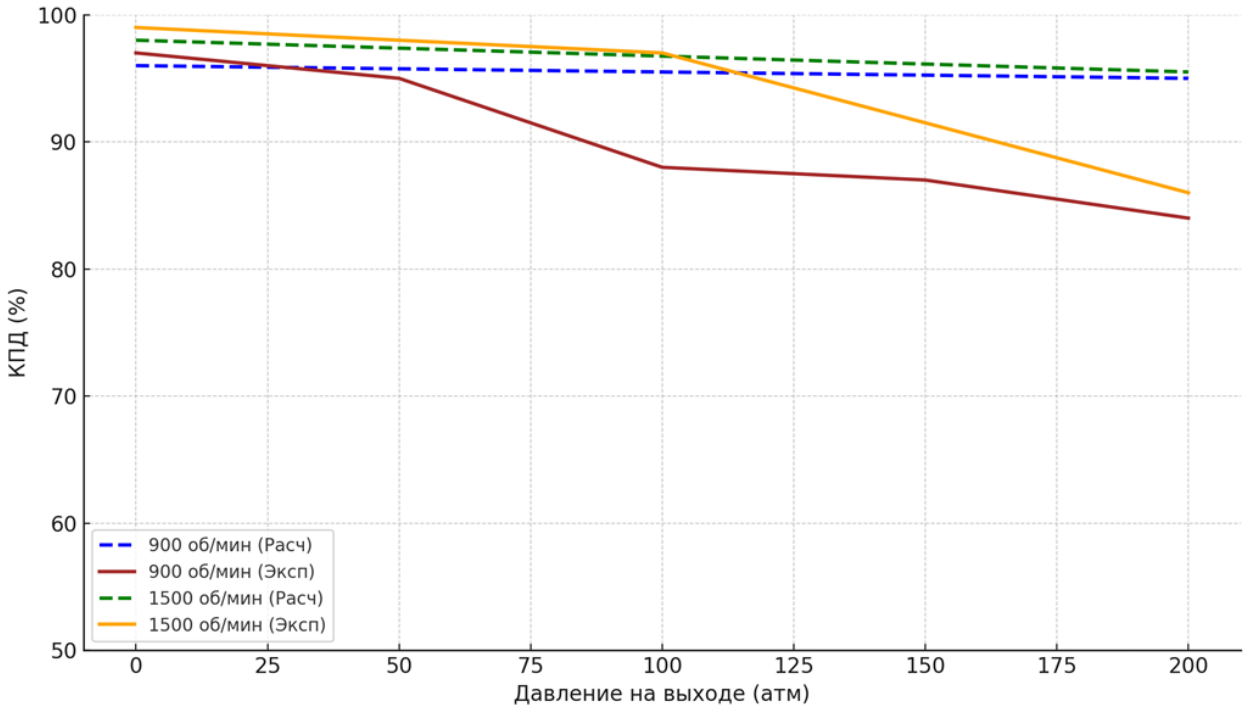

Рисунок 4 – Характеристика: КПД установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об/мин), %

В третьей главе представлена интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири.

Для более точной интерпретации результатов работы насосного оборудования использовался предложенный метод визуального анализа динамограмм, позволяющий определить коэффициент подачи установки. Методика анализа динамограмм включает сравнение теоретического вытесняемого объёма за ход и фактически достигнутой производительности. При этом коэффициент подачи определяется как отношение реального объёма перекачанной жидкости к теоретическому объёму, соответствующему полному циклу движения плунжера. На рисунке 5 приведена динамограмма плунжерной насосной установки с гидромеханическим погружным редуктором, полученная в ходе опытно-промышленных испытаний на скважине Ромашкинского месторождения.

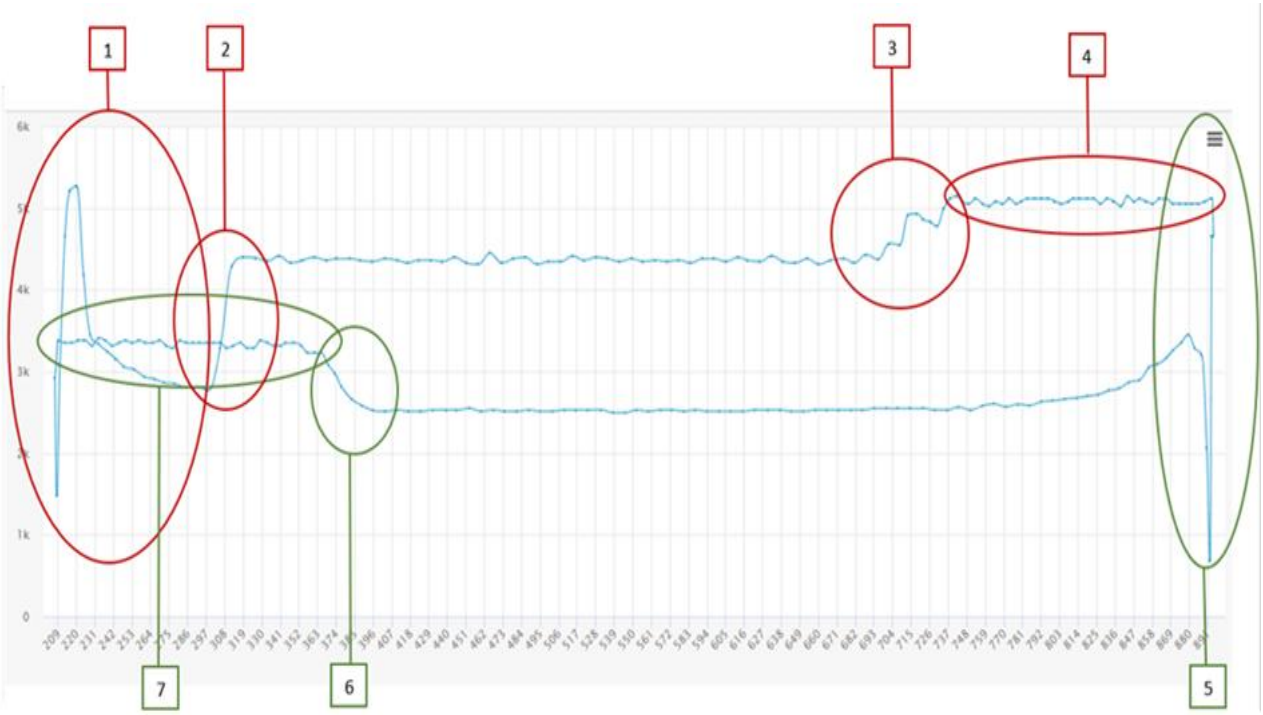

Рисунок 5 — Динамограмма при работе на исследуемой скважине
с обозначением зон оценки коэффициента подачи

На рисунке выделены типичные особенности и фазы работы объемного насоса, описание которых приведены в таблице 1. Области 1 и 2 на динамограмме вначале цикла нагнетания, указывают на недостижение полного объёма заполнения насоса, что может быть вызвано фазовой неоднородностью (наличие газа) или механическими ограничениями. Анализ динамограмм с использованием визуальной оценки позволяет диагностировать причины недоиспользования насоса и скорректировать режим его работы путем регулировки скорости вращения двигателя и длины хода плунжера. Применение данной методики в рамках ОПИ позволило добиться стабилизации режима работы и увеличения коэффициента подачи в ряде случаев с 0,72 до 0,91. Действительно, анализируя реальную динамограмму (рисунок 5), полученную во время работы установки на реальной описанной выше скважине, видно, что в силу вертикальных участков роста/снижения момента на валу ГМПР, заполнение цилиндра насоса близко или составляет 100% из-за точной подгонки зазора на плунжере в заводских условиях, а переход от рабочего хода и хода реверса происходит за меньший промежуток времени - около нескольких секунд, что и

приводит к увеличению производительности при применении бесштанговой технологии.

Таблица 1 – Интерпретация динамограммы работы СБДН по фазам и зонам

Фаза	Зона	Описание
Нагнетание	1	Провал характеристики вначале рабочего хода свидетельствует о газовых пробках
	2	Вытеснение газовой пробки, выход на номинальный режим
	3	Упор линейного силового узла в верхний демпфер
	4	Преодоление сопротивления верхнего демпфера
Реверс	5	Участок малой скорости, преодоление сопротивления верхнего демпфера, пульсация клапанной пары насоса при низком дебите
	6	Ускорение качающего узла, выход на номинальный режим
	7	Замедление реверсивного (обратного) хода и контакт с нижним демпфером

Ключевые аспекты анализа эффективности работы оборудования включают:

1. Показания расхода потребляемой электроэнергии: позволяет оценить энергоэффективность оборудования.

2. Дебит жидкости по скважине: критерий, отражающий производительность насосного оборудования.

3. Динамический уровень в скважине: информация, необходимая для анализа работы насоса и состояния скважины (приток и отбор).

4. Давление на приеме насоса, забойное давление: важные параметры для оценки условий работы насоса и его адаптации к конкретной скважине.

5. Буферное, затрубное и линейное давление: данные, позволяющие судить о гидравлических условиях в системе и эффективности транспортировки жидкости.

6. Аварийные остановки оборудования: анализ причин и частоты остановок способствует выявлению потенциальных недостатков и определению надежности оборудования.

7. Архив работы оборудования со станции управления: обеспечивает возможность детального анализа режимов работы и выявления оптимальных условий эксплуатации.

8. Наработка на отказ: показатель, характеризующий среднее время работы оборудования до возникновения первой неисправности

9. Совокупная стоимость владения: включает в себя не только стоимость приобретения, но и эксплуатационные расходы, что позволяет оценить экономическую эффективность применения оборудования.

При всем разнообразии характеристик эксплуатируемых нефтегазовых месторождений, недропользователями выделяются несколько часто встречаемых проблем при добыче на фонде скважин, включая в том числе и малодебитные МДС:

- критическая кривизна ствола скважины;
- присутствие механических примесей в скважинном флюиде и периодический их залповый вынос;
- образование стойких водонефтяных эмульсий в процессе добычи нефти;
- повышенное газосодержание откачиваемой продукции;
- крайне низкое пластовое давление при отсутствии системы его поддержания;
- повышенная температура пластового флюида;
- снижение подачи при увеличении глубины спуска.

Для объективной и наиболее широкой оценки эксплуатационных параметров установки и технологии, исследуемых в настоящей работе, были

предложены опытно-промышленные испытания в нефтегазодобывающих компаниях Поволжья, Республики Азербайджан и Западной Сибири.

Основываясь на приведенном принципе выбора скважин – кандидатов в работе были рекомендованы и проведены ОПИ на следующих скважинах объектов нефтегазодобычи:

Ромашкинское месторождение ПАО «Татнефть». Осложняющие факторы: критическая кривизна ствола скважины, водонефтяная эмульсия с высокой динамической вязкостью (до 7000 мПа•с (сП)). Критерий успешности: работа установки без нарушения трансмиссии, без срывов подачи, удельное энергопотребление не более 20 кВт/м3•км.

ОПИ проводились на скважине, которая характеризуется значительной кривизной ствола, что приводит к частым обрывам штанг и, как следствие, к вынужденным остановкам добычи нефти.

При проведении ОПИ снимались показания энергопотребления при работе насосной установки в режиме он-лайн; была доказана энергоэффективность предложенной установки, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на первом этапе ОПИ на Ромашкинском месторождении

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*час	Производительность насосной установки по жидкости, $м^3$/сут
УШГН	18,9	2,5
ГМПР (ВНР)	4,4	4,0
ГМПР (режим)	3,5	4,2
Примечание: УШГН - установка штангового глубинного насоса; ВНР – эксплуатация установки при выводе на режим с необходимостью откачки жидкости глушения; Режим – начало и продолжение откачки скважинной жидкости.		

Месторождение «Нефтяные Камни» ГНКАР «SOCAR». Осложняющие факторы: повышенное газосодержащие откачиваемой продукции (более 1800 $м^3/м^3$), крайне низкое пластовое давление, присутствие механических примесей в скважинном флюиде и периодический их залповый вынос. Критерий успешности: работа установки без срывов подачи, наработка на отказ не менее 90 суток. Данные по удельному расходу электроэнергии приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на первом этапе ОПИ на месторождении «Нефтяные камни» (Азербайджан)

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*час	Производительность насосной установки по жидкости, $м^3$/сут
Газлифтный способ добычи	–	–
ГМПР (ВНР)	1,1	2,6
ГМПР (режим)	1,2	4,02
Примечание: ВНР – эксплуатация установки при выводе на режим, с необходимостью откачки жидкости глушения; Режим – начало и продолжение откачки скважинной жидкости.		

Месторождение «Пираллахи» ГНКАР «SOCAR». Осложняющие факторы: крайне низкое пластовое давление, присутствие механических примесей в скважинном флюиде и периодический их залповый вынос. Критерий успешности: работа установки без срывов подачи, наработка на отказ не менее 90 суток, удельное энергопотребление не более 15 $кВт/м^3 \cdot км$. Данные по удельному расходу электроэнергии приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на втором этапе ОПИ на месторождении «Пираллахи» (Азербайджан)

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*час	Производительность насосной установки по жидкости, $м^3$/сут
УШГН	7,0-8.0	2,6-3,0
ГМПР (BHP)	1,5-1,7	2,6
ГМПР (режим)	0,8-1,2	2,5
Примечание: УШГН - установка штангового глубинного насоса; BHP – эксплуатация установки при выводе на режим, с необходимостью откачки жидкости глушения; Режим – начало и продолжение откачки скважинной жидкости.		

Мегионское месторождение ПАО «Славнефть – Мегионнефтегаз». Осложняющие факторы: недостаточный приток, работа в периодическом режиме, повышенная температура пластового флюида. Критерий успешности: работа установки без срывов подачи, наработка на отказ не менее 180 суток, удельное энергопотребление не более 15,3 кВт/$м^3$·км.

При изменении режимов отбора с периодического, характеризующегося длительным временем накопления (ЭЦН), на постоянный непрерывный (ГМПР) отмечено, что содержание нефти в продукции данной скважины увеличилось. Для сравнения данные сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сравнение содержания нефти в продукции при различных способах эксплуатации скважины

Установка	ГМПР-108/0-12-03 (СБДН)	УЭЦН 5-80-1850
Режим работы	Непрерывный	Периодический (6 мин в работе, 16 мин накоп.)
Развиваемый напор, м	1660	
Дебит по жидкости, м³/сут	3,5	14
Дебит по нефти, т/сут	2,5	1,8
Обводненность, %	17	85
Потребляемая мощность, кВт	1,2…3,1	11,9
Температура флюида, °С	65	65
Итого нефти за месяц, т	75	54
Итого нефти за год, т	912	657
Примечание: УЭЦН – установка электроцентробежного насоса.		

Из приведенных выше параметров скважин можно заметить, что по глубине спуска 1660 м скважина Мегионского месторождения имеет самую большую величину этого параметра. 1048 м – Ромашкинсое месторождение, 957 и 753 м Нефтяные Камни и Пираллахи – соответственно и никак не коррелирует с требованиями по удельному энергопотреблению, что характеризует различную практическую приоритетность данного параметра при требуемой наработке на отказ.

Из всего многообразия возможных критериев успешности выделены главные, которые представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Критерии успешности ОПИ

Наименование критерия	ПАО «Татнефть», Ромашкинское м/р	ГНК «SOCAR», м/р «Нефтяные Камни»	ГНК «SOCAR», м/р «Пиралахи»	ПАО «Славнефть - Мегионнефтегаз», Мегионское м/р
Целевая наработка на отказ, сутки	90	90	90	180
Целевое удельное энергопотребление, кВт/м^3·км	10,2	15,0	15,0	15,3
Глубина спуска установки, м	1048	880	753	1660

В четвертой главе на основе проведенных опытно-промышленных испытаний определена итоговая компоновка установки бесштанговой добычи нефти, которая представлена на рисунке 6.

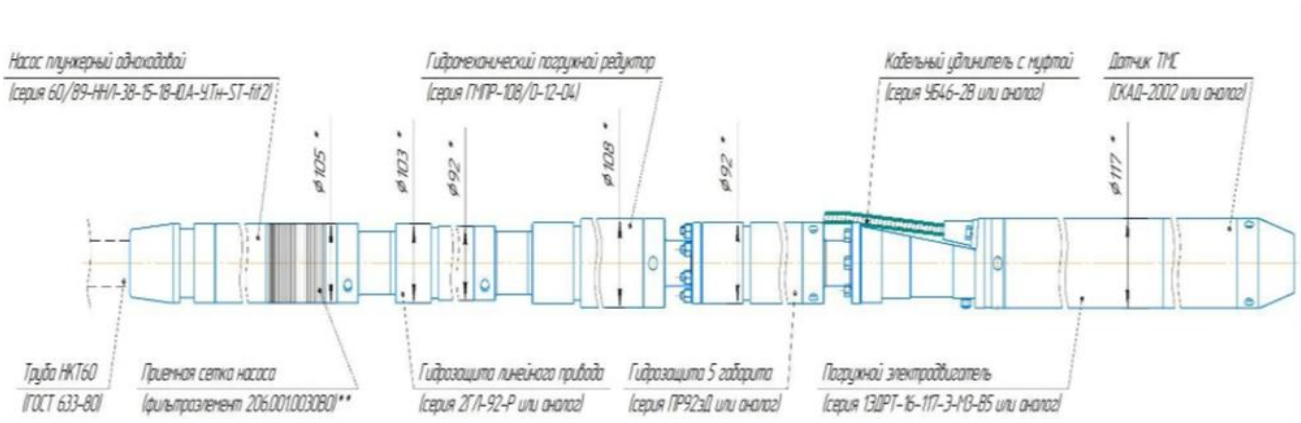

Рисунок 6 – Итоговая компоновка установки бесштанговой добычи нефти

Предложены направления внедрения системы бесштанговой добычи нефти, направленные на замену традиционных глубинных насосных установок, работающих на малодебитном фонде скважин или в периодическом режиме.

На основе проведенных опытно-промышленных испытаний сформулированы преимущества применения системы бесштанговой добычи нефти (СБДН) перед УШГН и УЭЦН:

- увеличение межремонтного периода показателя на скважинах с выносом механических примесей в составе скважинной продукции с применением приемов «стряхивания» в сочетании с традиционными промывками по затрубу;

- снижение удельного расхода электроэнергии в сравнении с работой УЭЦН на 15-20 %;

- устранение срывов подачи из-за отсутствия глубинных штанг при применении в сильно искривленной скважине;

- экспериментально показано снижение обводненности добываемого флюида на скважине при замене ее эксплуатации с периодического режима отбора на непрерывный с использованием системы бесштанговой добычи в течение целевого срока эксплуатации 180 суток.

На основании полученных результатов в процессе испытаний оборудования была проведена систематизация параметров, позволивших определить критерии применения СБДН, которые включают: глубину спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит.

Определена общая прогнозируемая экономия при использовании установок и технологии СБДН в сумме около 4,8 млн руб. в год при использовании одной установки взамен станка-качалки СКД-6.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие основные выводы и рекомендации:

1. На основании анализа опыта эксплуатации малодебитных скважин механизированными способами добычи нефти определены условия работы и требования, предъявляемые к проектируемым глубинным насосным установкам на основе малогабаритности и энергоэффективности. Предложена установка системы бесштанговой добычи нефти, у которой нет жестких ограничений по

глубине спуска плунжерного насоса в скважину (более 3000 м) и позволяющая снизить металлоемкость.

2. Обоснована методика стендовых испытаний плунжерной насосной установки с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя для определения рациональных параметров работы насосного оборудования.

3. На основании интерпретации результатов проведения опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири обоснованы критерии успешности применения новой технологии. Предложена методика визуального анализа динамограмм, которая позволяет диагностировать причины недоиспользования насоса и скорректировать режим его работы путем регулировки скорости вращения двигателя и длины хода плунжера. Применение данной методики в рамках ОПИ позволило добиться стабилизации режима работы и увеличения коэффициента подачи в ряде случаев с 0,72 до 0,91.

4. Обоснованы итоговая компоновка и направления внедрения установки бесштанговой добычи нефти. Проведена систематизация параметров, позволивших определить критерии применения СБДН (глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит). Для данной технологии областью применения является малодебитный фонд скважин с глубиной спуска ниже 2000-2500 м, эксплуатация которого другими методами механизированной добычи не эффективна.

5. Определена общая прогнозируемая экономия при использовании установок и технологии СБДН в сумме около 4,8 млн руб. в год при использовании одной установки взамен станка-качалки СКД-6.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научные статьи и материалы конференций в изданиях, индексируемых в Web of Science/Scopus и др. изданиях в МБД

1. Бахтий С.Н. Погружной привод глубинного насоса с гидромеханическим редуктором / Бахтий С.Н., Лищук А.Н., Нагиев А.Т., Иванов С.В., Степанов Д.О.// Журнал «Нефтяное хозяйство» 2018. - № 07. – С. 114–116.

2. Lishchuk A.N. Technology of rodless oil production / Lishchuk A.N/\., Stepanov D.O., Nagiyev A.T., Ivanov S.V., Sibaa Mohamd// Socar Proceedings: Special Issue № 2 (2022), №2, P. 057-063. DOI: 10.5510/OGP2022SI200746

Публикации в изданиях, входящих в Перечень ВАК

1. Иванов С.В. Новая бесштанговая технология нефтедобычи: плунжерная насосная установка с погружным приводом / Иванов С.В., Лищук А.Н., Молчанов А.В., Нагиев А.Т., Новиков А.Е., Степанов Д.О. // «Бурение и нефть». 2021, № 12. – С.34 -36.

2. Лищук А.Н. Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового флюида в искривленных скважинах / Лищук А.Н., Леонтьев С.А., Степанов Д.О., Нагиев А.Т. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.2022, №6 (156). С.73-82.

3. Лищук А.Н. Апробация новой технологии бесштанговой добычи нефти / Лищук А.Н. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023, №6 (366), С.61-67.

Публикации в прочих научных изданиях:

1. Бахтий С.Н. Погружной привод скважинного штангового насоса с гидромеханическим редуктором / Бахтий С.Н., Лищук А.Н., Нагиев А.Т., Иванов С.В., Степанов Д.О.// «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». Москва, ВНИИОЭНГ, №11, 2018, с.28-30.

2. Лищук А.Н. Особенности эксплуатации погружной бесштанговой

системы добычи нефти на скважинах, осложненных высоким выносом механических примесей / Лищук А.Н., Леонтьев С.А., Нагиев А.Т.// Научная территория: технологии и инновации. Материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень. ТИУ, ноябрь 2023, С.78-83. ISBN 978-5-9961-3193-8.

3. Лищук А.Н. Оптимизация процесса эксплуатации малодебетных скважин, осложненных высоким газовым фактором / Лищук А.Н., Степанов Д.О., Леонтьев С.А.// Научная территория: технологии и инновации. Материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень. ТИУ, ноябрь 2023, С.98-103. ISBN 978-5-9961-3193-8.

Патенты на изобретения:

1. Патент РФ № 2728561 С1 Гидромеханический погружной редуктор / Степанов Д.О., Нагиев А.Т., Иванов С.В.// Заявка № 2020102350; дата подачи – 22.01.2020 МПК F04B 47/06; F16H 39/06. Опубл. 30.07.2020, Бюл. № 22.

2. Евразийский патент № 041130 Погружная нефтедобывающая установка / Иванов С.В., Лищук А.Н., Молчанов А.В., Нагиев А.Т., Новиков А.Е., Степанов Д.О.// Заявка №202100248, дата подачи – 21.10.2021, дата выдачи 16.09.2022, Опубл. №09.2022, Бюллетень Евразийского патентного ведомства.

3. Патент РФ № 2750179 С1 Погружная нефтедобывающая установка / Иванов С.В., Лищук А.Н., Молчанов А.В., Нагиев А.Т., Новиков А.Е., Степанов Д.О.// Заявка №2020135000, дата подачи – 26.10.2020, МПК B04F 47/00. Опубл.23.06.2021, Бюл. № 18.

4. Патент РФ № 2766656 С1 Погружной гидромеханический редуктор / Иванов С.В., Лищук А.Н., Молчанов А.В., Нагиев А.Т., Новиков А.Е., Степанов Д.О.// Заявка №2021117774, дата подачи -18.06.2021, МПК B04F 47\00 Опубл. 15.03.2022, бюл. № 8.

5. WO 2022/093066 A1 Submersible oil production assembly / Иванов С.В., Лищук А.Н., Молчанов А.В., Нагиев А.Т., Новиков А.Е., Степанов Д.О. // Заявка PCT/RU 2021/ 000452 Опубл. 05.05.2022, WIPO|PCT.