ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ

УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

ЛИЩУК АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МАЛОДЕБИТНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

по специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Леонтьев Сергей Александрович

Тюмень, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННЫМИ СПОСОБАМИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ВЫЯВЛЕНИЕМ СТРУКТУРЫ И ОСНОВНЫХ ВИДОВ ОТКАЗОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 10
1.1 Классификация скважин по дебиту 11
1.2 Анализ основных технологий механизированных методов освоения и добычи на малодебитных скважинах 13
1.3 Особенности эксплуатации погружной бесштанговой системы добычи нефти. 18
1.4 Обоснование преимуществ применения ГМПР в качестве привода плунжерных нефтедобывающих агрегатов 20
Выводы к главе 1 29
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СТЕНДОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 30
2.1 Плунжерная насосная установка с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя 30
2.2 Краткое описание принципа монтажа и работы оборудования 32
2.3 Методика проведения стендовых испытаний. 35
2.3.1 Объект испытаний 35
2.3.2 Цель испытаний 39
2.3.3 Требования к условиям проведения испытаний 40
2.3.4 Подготовка и проведение испытаний 41
2.4 Определение напорных характеристик на стенд-скважине 44
Выводы к главе 2 55
ГЛАВА 3. ПРОВЕДЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА, АЗЕРБАЙДЖАНА И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 56
3.1 Методика проведения промысловых испытаний 56
3.1.1 Технические и эксплуатационные критерии 56

3.1.2 Процедура опытно-промысловых испытаний (ОПИ) 57
3.1.3 Оценка эффективности технологии 58
3.2. Основные принципы выбора скважин-кандидатов для промысловых исследований и испытаний 59
3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири 65
3.3.1 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Ромашкинского месторождения 65
3.3.2 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважинах месторождений Нефтяные Камни и Пираллахиол 75
3.3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Мегионского месторождения 82
Выводы к главе 3 87
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ПОДБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ И ОСЛОЖНЕННОМ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН 90
4.1. Описание принятой в эксплуатацию насосной установки бесштанговой технологии добычи нефти 90
4.2 Сравнение системы бесштанговой добычи нефти с традиционными механизированными способами добычи 91
4.3 Область применения в зависимости от осложнений (малодебитные, кривизна, мех. примеси) на основе ОПИ. 94
4.4 Экономический эффект 95
Выводы к главе 4 96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 98
Список сокращений 100
Список литературы 102
Приложения 112

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Большинство основных месторождений во многих нефтеносных регионах России находятся на заключительных стадиях разработки, и характеризуются высокой обводненностью флюида, большим объемом осложнений (вынос механических примесей, образование парафиновых и солевых отложений и небольшие дебиты нефти и т.д.). В связи с этим увеличивается потребность в разработке новых технологий добычи нефти на малодебитном фонде скважин (МФС) [1,2,8,10] с различными осложнениями. Недропользователи для увеличения коэффициента нефтеотдачи на последних стадиях разработки нефтяных месторождений широко применяют методы увеличения нефтеотдачи, такие как гидроразрыв пласта и форсированный отбор жидкости.

Одновременно с увеличением дебита скважин происходит неизбежный рост обводненности флюида. Это вызывает 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 воды. В силу указанных процессов происходит снижение охвата пласта по толщине и, соответственно, уменьшение коэффициента извлечения нефти (КИН) по причине исключения пропластков, неохваченных обводнением.

Все вышеперечисленные причины приводят к увеличению малодебитного фонда с высокой обводненностью и другими осложнениями. В связи с этим, недропользователь должен решить задачи оптимизации по подбору и эксплуатации глубинного насосного оборудования в условиях низкого притока нефти, коррозии и высокого газового фактора.

В настоящее время эксплуатация МФС в основном осуществляется нерентабельной периодической работой насосного оборудования. В следствие чего возникает необходимость в разработке новых технологий добычи нефти.

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

Степень разработанности темы исследования. Научная и практическая новизна диссертационной работы базируется на выводах научных исследований и результатах экспериментальных разработок отечественных и зарубежных ученых в области создания и эксплуатации глубинного насосного оборудования [1, 6, 7, 30, 31, 35, 37, 42, 44-49, 90-95].

В 1942 году М.А. Гейманом впервые была озвучена проблема эксплуатации фонда малодебитных скважин. Дальнейшие развитие тема рационального функционирования глубинных насосов на МФС получила в трудах А.Н. Адонина, Ю.А. Балакирова М.Д., Валеева, В.М. Валовского, А.С. Вирновского, Г.Г. Гилаева, В.И. Грайфера, Л.И. Дроздова, В.Н. Ивановского, А.А. Ишмурзина, К.А. Карапетова, В.С. Кроля, Р.Я. Кучумова, Р.А. Максутова, И.Т. Мищенко, А.М. Пирвердяна, К.Р. Уразакова, В.А. Харькова, О.В Чубанова, J.D.Clegg, B. Campbell, W.L.Lake, F. Wengang.

Вместе с тем, разработки и усовершенствования технологии плунжерной насосной установки для работы на МФС 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 побору 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, 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 системы бесштанговой 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», ООО «Газпромнефть НТЦ»; и стран СНГ: Республики Азербайджан (ГНКАР «SOCAR») и Республики Казахстан (НК «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. Основные положения и результаты диссертации отражены в 13 научных трудах, включая 7 докладов и 6 публикаций в журналах, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий Высшей аттестационной комиссии (ВАК). Получено 5 патентов, из них: 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 (одного) приложения с 5 (пятью) актами о внедрении установок и проведении опытно-промысловых испытаний на нефтепромыслах. Библиографический список включает 105 наименований.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННЫМИ СПОСОБАМИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ВЫЯВЛЕНИЕМ СТРУКТУРЫ И ОСНОВНЫХ ВИДОВ ОТКАЗОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По состоянию на 2023 год по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК» [62] бездействующий фонд РФ составлял 19 766 скважин, что составляет примерно 11% от общего эксплуатационного фонда (Рисунок 1.1). Около 37,1% принадлежат компании ПАО «НК Роснефть» — 7333 скважины, также высокая доля простаивающих скважин у компаний «ЛУКОЙЛ» и «Татнефть», на которые приходится 18,9% (3728 скважин) и 28,0% (5525 скважин) соответственно. На эти три компании приходится более 84% всех бездействующих скважин России, из которых значительная часть подлежит восстановлению. В основном эти скважины расположены на зрелых месторождениях, сосредоточенных в Поволжье и Западной Сибири [63].

Рисунок 1.1 - Доля бездействующего фонда скважин по нефтяным компаниям на 2023 год (По данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)

С проблемой роста бездействующего фонда и сегодня сталкиваются практически все нефтедобывающие компании страны. Основная причина такой ситуации в том, что крупнейшие месторождения находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется ухудшением геологических условий, малодебитностью и увеличением обводненности.

1.1 Классификация скважин по дебиту

Для выбора скважин кандидатов для проведения опытно-промышленных испытаний нового насосного оборудования необходимо определится с понятием «малодебитные скважины» [27].

По дебиту скважины делятся на: низкодебитные (до 20 м^3/сут.), малодебитные (20 - 100 м^3/сут.), среднедебитные (100 - 500 м^3/сут.) и высокодебитные (более 500 м^3/сут.). Скважины по величине отбора связаны с глубиной скважины, так как высота подъема флюида уменьшает производительность глубинной насосной установки. Малодебитный фонд скважин в основном эксплуатируется объемными насосами (поршневыми, винтовыми и т.д.). Для штанговых насосов используется эмпирическая формула зависимости дебита скважины от высоты подъема жидкости [27]:

$$Q = \frac{A}{H} \qquad (1.1)$$

где Q – производительность установки в м^3/сут.; А – постоянная, имеющая условное значение, которую выводят из чисто практических соображений, м^3/сут.; H – высота подъема, м.

Граничные условия применимости формулы (1.1) лежат в пределах значений Q≤100 м3/сут., H≤3000 м. Для условий, когда значениях Q или H превышают данные значения, скважины переходят в разряд средне- и высокодебитных, эмпирическая зависимость (1.1) принимает следующий вид [27]:

$$Q = \frac{4 \cdot 104}{H} \qquad (1.2)$$

где Q и H изменяются в указанных выше пределах.

К группе малодебитных относят скважины: с дебитами до 5 м^3/сут. при высоте подъема жидкости до 1400 м и с дебитами до 3 м^3/сут. при высоте подъема жидкости более 1400 м [27]. Это связанно с тем, что такие скважины эксплуатируются в переменном режиме с краткосрочной остановкой.

Из анализа зависимостей 1.1 и 1.2 видно, что основным параметром для определения производительности является высота подъема флюида. По открытым данным по фонду скважин ПАО «Газпром нефть» на 2020 год из 2807 скважин с дебитом менее 30 м^3/сут., у 67% скважин глубина уровня жидкости ниже 2500 м [24].

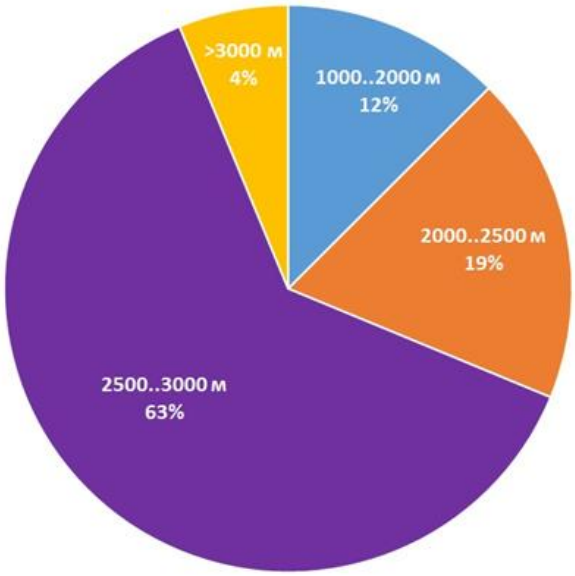


Рисунок 1.2 - Распределение скважин малодебитного фонда ПАО «Газпромнефть» по глубине залегания нефти

Малодебитный фонд скважин условно можно разделить на две группы [22,98,84]:

1. Скважины с малым дебитом нефти и малой обводненностью. В таких скважинах низкий дебит зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта в призабойной зоне, скорости подъема подошвенной воды и падения пластового давления.

2. Скважины с малым дебитом нефти и высокой обводненностью. Такому фонду относятся добыча маловязкой нефти на заключительных стадиях разработки, скважины с высоковязкой нефтью с опережающим притоком пластовой воды на ранних стадиях разработки и эксплуатация залежей в трещиноватых коллекторах.

Каждая группа скважин требует индивидуального подхода. Например, скважины с плохими фильтрационно-емкостными свойствами пласта в зоне дренирования эксплуатируются малопроизводительными глубинными насосными установками или в режиме периодической остановки оборудования. Для второй группы скважин целесообразно применять водоизоляционные работы, которые позволят уменьшить количество воды, добываемой с нефтью [88, 92].

Для оценки нерентабельности малодебитного фонда скважин определены следующие критерии:

– снижение дебита скважин и рост обводненности флюида;

– увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся: запасы в малопроницаемых терригенных коллекторах с коэффициентом проницаемости $К_{пр}$< 50 мД, запасы в карбонатных коллекторах, запасы высоковязких нефтей с вязкостью $\mu_н$> 30 мПа·с, запасы в водонефтяных зонах малой мощности;

– затраты на ремонтные и водоизоляционные работы, превышающие прибыль от дополнительно добытой нефти;

– техническое состояние скважины на заключительных стадиях разработки (негерметичность обсадной колонны и т.д.) [22,98,84].

1.2 Анализ основных технологий механизированных методов освоения добычи на малодебитных скважинах

Добыча нефти из малодебитного фонда скважин составляет незначительную долю из общей добычи нефти, но ввиду многочисленности фонда малодебитных скважин вопросы их рациональной эксплуатации имеют

большое значение с точки зрения экономики, так как затраты на их эксплуатацию весьма значительны.

Малодебитный фонд скважин эксплуатируется механизированными способами добычи нефти. 60% действующего малодебитного фонда скважин оборудовано установками штанговых глубинных насосов (УШГН), установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) малой подачи составляют 17%, а в периодическом режиме с УЭЦН – 20% и 3% фонда эксплуатируются с применением установок электровинтовых насосов (УЭВН) [4, 38-41]. Последний метод, очевидно, не входит в категорию основных, поэтому он не рассмотрен.

На нефтяных скважинах, оборудованных УШГН, в качестве привода применяется балансирный привод с шатунно-кривошипным механизмом – станок-качалка (СК) или цепные приводы скважинных штанговых насосов [8, 64, 65].

УШГН имеют следующие преимущества относительно иных методов эксплуатации малодебитного фонда:

– поршневые насосы имеют более высокий КПД;

– возможно проведение ремонта в промысловых условиях;

– применяются в осложненных условиях эксплуатации скважин, несмотря на наличие высокого содержания твердых взвешенных частиц, высокий газовый фактор на приеме насоса, наличие во флюиде парафина и сероводорода.

Однако, имеются м недостатки:

– высокая металлоемкость и необходимость в сооружении фундамента;

– нельзя применять на морских промыслах, на заболоченных территориях;

– для ремонта требуется специализированное оборудование с большими массой и габаритами.

Так же известно [10, 84], что надёжность и работоспособность штанговой колонны напрямую зависят от профиля скважины. При эксплуатации УШГН в пространственно искривлённых стволах повышаются риски, связанные с обрывом или отворотом штанг, что приводит к срыву подачи скважинной продукции и аварийному останову добычи нефти. Указанные аварийные

ситуации возникают в результате действия циклических факторов, вызванных силами трения штанги о колонну, изгибающими и крутящими моментами, обусловленными кривизной профиля скважины, а также растягивающими нагрузками [14], воспринимаемыми штангами в момент изменения направления движения колонны. Экспериментально установленное максимальное значение крутящего момента напрямую не является критичным (около 6 Н·м), при этом оно может стать осложняющим фактором при невнимательности во время монтажа колонны штанг, связанной с недостаточным моментом затяжки резьбовых соединений [32].

Преимуществом применения УШГН является их работа с небольшим коэффициентом подачи при невысоком динамическом уровнем жидкости (с коэффициентом подачи меньше 0,2 работают 64% фонда скважин, оборудованных УШГН). Это приводит к увеличению удельных затрат на добычу нефти [21,23].

Применением установок электроцентробежных насосов для малодебитного фонда скважин связано с возможностью эксплуатации значительно искривленных стволов скважины и большой глубине залегания продуктивных пластов [67,68,81,97].

Применение рассматриваемого способа нецелесообразно при работе на малодебитных скважинах с притоком менее 10 $м^3$/сут. по причине низкого КПД установок [5].

На рисунке 1.3 показаны результаты исследований, проведенных ЗАО «Новомет-Пермь» [25], видно, что в диапазоне производительностей 10..30 $м^3$/ч КПД УШГН выше на 20%, чем КПд УЭЦН.

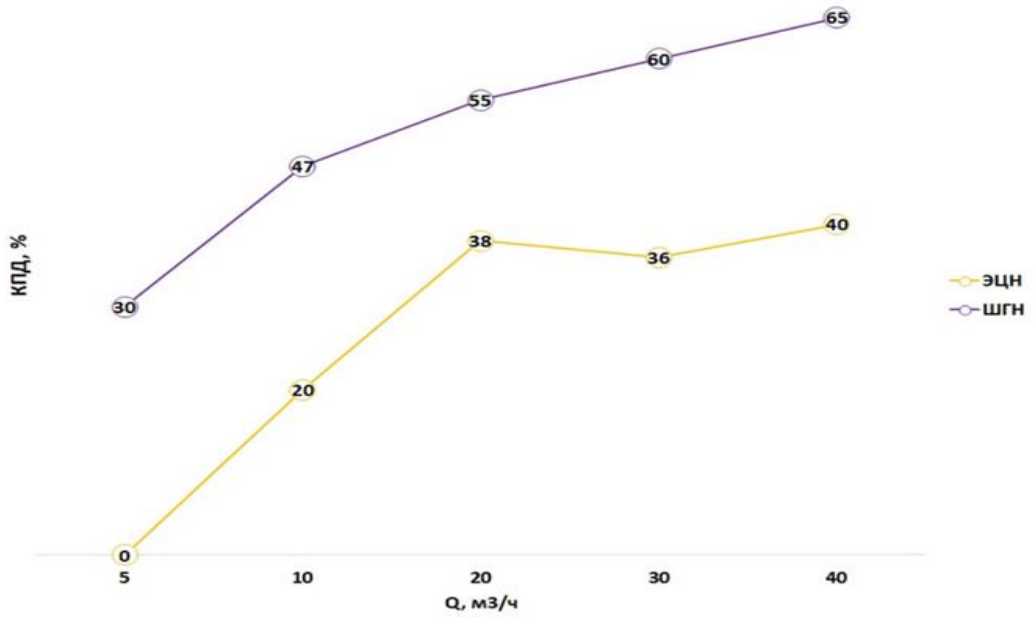


Рисунок 1.3 – Приведенные результаты КПД глубинных насосных установок различных типов (исследование проводилось ЗАО «Новомет-Пермь») [25]

В связи с низким КПД при маленьких подачах требуется перевод УЭЦН на периодический режим работы – способ эксплуатации, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти на забое. При периодической эксплуатации скважин период простоя может колебаться в широких пределах – от 30 мин. до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины.

Недостатком применения УЭЦН в периодическом режиме является:

– повышенный износ рабочих колес насоса и низкий КПД установки;

– высокая вероятность засорения рабочих колес насоса механическими примесями;

– недостаточное охлаждение приводит к отложению солей на рабочих колесах насоса, низкий приток жидкости приводит к нагреванию погружного электрического устройства (ПЭУ), что является причиной аварий на УЭЦН [36].

Энергетические показатели работы ступеней электроцентробежных насосов (ЭЦН) существенно ухудшаются с повышением газового фактора, даже если применяются предвключенные устройства разного типа.

Речь идет о газовых скважинах, в которых по А.М. Пирвердяну [87]:

– газовый фактор более 60 $м^3/м^3$;

– коэффициент подачи насосных установок и их эффективность работы определяется величиной газосодержания на приеме насоса [13, 69].

– коэффициент подачи возрастает до 1,0 и более при периодическом фонтанировании через насос [3];

– коэффициент подачи насоса интенсивно возрастает при увеличении давления на приеме насоса до давления Р=0, З Рнас, где $Р_{нас}$ это давление насыщения нефти газом;

Энергоэффективность снижается при заглублении динамического уровня – при уменьшении забойного давления. В скважинах с большим отходом от вертикали установка начинает потреблять больше мощности, так как увеличивается длина подвески, а усилие, возникающее в рабочих колесах, увеличивает силы трения в опорах [12].

Необходимо отметить, что так же, как и в случае с УШГН, существенным недостатком является большая материалоёмкость рассматриваемой технологии при необходимости обеспечения высоких напоров [43,70].

В США добычу с помощью УШГН считают эффективной при дебите до 0,39 т/сут. [9]. В работах А.М. Григоряна [11] утверждается, что с помощью бурения боковых стволов и скважин с горизонтальным окончанием можно увеличивать и дебиты скважин, и КИН, что подтверждается при выполнении восстановительных работ на бездействующих скважинах [11]. Обводненность в горизонтальных скважинах растет медленнее, чем в вертикальных скважинах [15–20].

В тех случаях, когда при гидроразрыве пласта (ГРП) не возникают искусственные трещины, не происходит прорыв воды в скважину – добыча происходит в режиме, близком к поршневому вытеснению нефти.

В этой связи можно с уверенностью утверждать, что эксплуатация малодебитных скважин с низкой обводненностью [88] с помощью ШГН будет оставаться рентабельной, даже при самой низкой цене нефти на мировом рынке и вопрос совершенствования техники и технологии добычи нефти с помощью

скважинных ШГН по-прежнему актуален, необходимость продолжения работы по совершенствованию ШГН, а также систем контроля и управления за работой скважины очевидны [66,69,71].

1.3 Особенности эксплуатации погружной системы бесштанговой добычи нефти

Штанговые насосы, которые распространены в различных регионах для добычи нефти [50] – это сложное оборудование, которое требует постоянного технического обслуживания и контроля.

Вот некоторые особенности их эксплуатации:

– Регулярное техническое обслуживание. Необходимость проводить техническое обслуживание штанговых насосов требуется для предотвращения поломки и снижения риска аварий.

– Ограничения по длине хода плунжера. Длина хода плунжера ограничена, так как слишком длинный ход может привести к поломке насоса. Поэтому необходимо выбирать оптимальную длину хода плунжера для каждой конкретной скважины.

– Использование специальных материалов. Плунжеры и цилиндры должны быть изготовлены из специальных материалов, чтобы обеспечить их прочность и долговечность.

– Ограничение по давлению. Максимальное давление, которое может создавать штанговый насос, ограничено. Поэтому необходимо учитывать это ограничение при выборе оборудования и проектировании системы.

– Обеспечение безопасности. Работа со штанговыми насосами требует высокой степени безопасности, так как они могут быть опасны для персонала и окружающей среды. Необходимо соблюдать все меры безопасности при эксплуатации оборудования.

Бесштанговый метод добычи нефти, как альтернативный [51,104,105], заключается в использовании специальных устройств, которые позволяют откачивать нефть без использования глубинных насосных штанг. Этот метод

позволяет увеличить эффективность добычи нефти и снизить затраты на обслуживание оборудования. Кроме того, бесштанговое оборудование более безопасно для окружающей среды и персонала, так как не требует использования опасных химических веществ и высоких давлений. Бесштанговая технология добычи нефти – это процесс извлечения нефти без использования штанговых глубинных насосных установок с приводом от станка-качалки. Данная технология имеет ряд преимуществ перед традиционной технологией. Она позволяет увеличить эффективность добычи за счет более высокой степени заполнения насоса, практически до 100%, из-за возможности регулирования зазора между плунжером и цилиндром до минимально возможных значений в заводских условиях. Этот метод более безопасен для окружающей среды, так как он не требует использования токсичных химических веществ или высокого давления на устье скважины. Однако, несмотря на все преимущества, бесштанговая добыча все еще находится на стадии разработки и развития. Существуют некоторые проблемы, связанные с надежностью и эффективностью оборудования, а также с необходимостью разработки новых технологий и материалов. В целом, бесштанговая добыча может стать одним из ключевых направлений развития нефтяной промышленности в ближайшем будущем.

В данной работе проводилось исследование опытной эксплуатации погружной установки [52], схема которой приведена на рисунке 1.4.

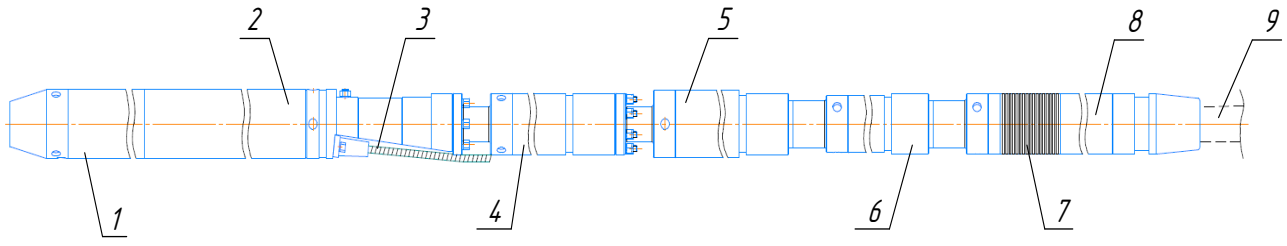


Рисунок 1.4 - Схема погружной бесштанговой малодебитной насосной установки

1 – датчик ТМС, 2 – погружной электродвигатель, 3 – кабельный удлинитель с муфтой, 4 – гидрозащита 5-го габарита, 5 – гидромеханический погружной редуктор (ГМПР), 6 – гидрозащита линейного привода, 7 – приемная сетка насоса, 8 – насос плунжерный одноходовой, 9 – насосно-компрессорная труба

Гидромеханический погружной редуктор [57,72,73] плунжерного насоса – это инновационное решение для добычи нефти, которое позволяет повысить эффективность работы насоса и снизить энергозатраты на его эксплуатацию.

ГМПР представляет собой устройство, которое крепится к плунжеру насоса и работает на основе гидромеханической передачи. Благодаря этому, насос может работать более эффективно и плавно, что позволяет увеличить производительность добычи нефти. Одним из главных его преимуществ является то, что он позволяет снизить нагрузку на плунжер насоса, что уменьшает износ его деталей и увеличивает срок службы. Кроме того, ГМПР обеспечивает более плавное движение плунжера, что снижает вероятность возникновения вибраций и шума при работе насоса.

Также это устройство может быть использовано для увеличения глубины погружения насоса, что позволяет добывать нефть из более глубоких скважин.

В целом, гидромеханический погружной привод является перспективным решением для добычи нефти и может значительно повысить эффективность работы насосов и снизить затраты на их эксплуатацию.

1.4 Обоснование преимуществ применения ГМПР в качестве привода плунжерных нефтедобывающих агрегатов

В связи с истощением существующих нефтяных месторождений происходит рост парка средне- и малодебитных скважин. Эксплуатация таких скважин имеет свои особенности, предъявляются дополнительные требования к приводу. Для обеспечения непрерывного режима работы привод должен обеспечивать низкую частоту качаний, характеризоваться простотой конструкцией, высокой надёжностью и низкой стоимостью [26,28].

Несмотря на постоянное совершенствование УШГН не отвечают современным требованиям эксплуатации скважины и имеют недостатки:

1. деформация колонны штанг при ходе вверх и вниз и потеря длины плунжера насоса;

2. коррозионно-усталостное разрушение колонны штанг, особенно в наклонно направленных скважинах;

3. ограниченность глубины добычи нефти до (1400-1600) м из-за обрыва штанг;

4. механическое истирание колонны штанг и НКТ;

5. ограниченные регулировочные свойства станков-качалок;

6. большая металлоемкость всей конструкции станка-качалки.

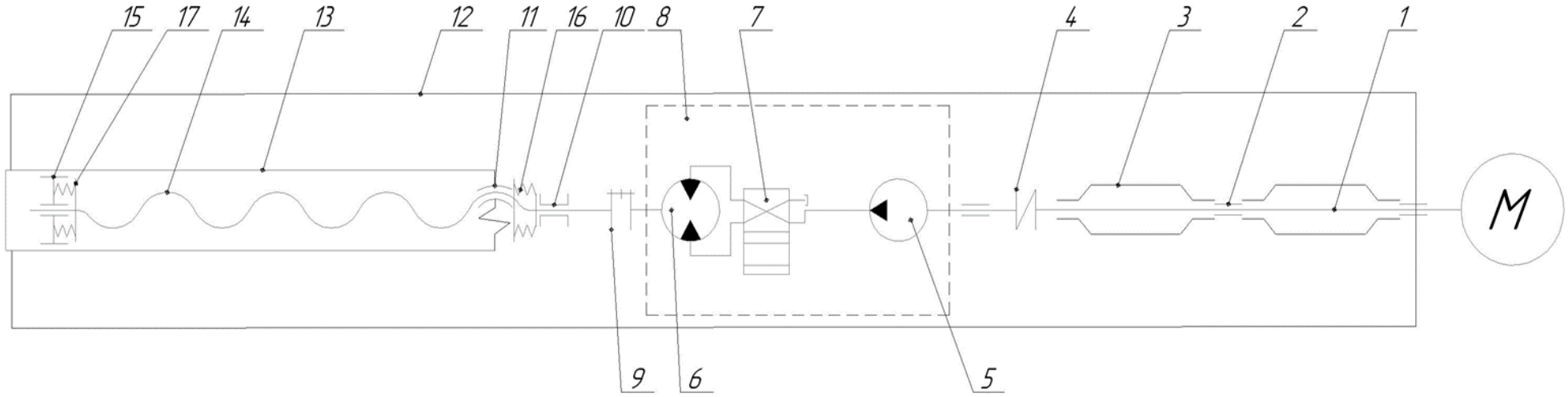
Указанных выше недостатков лишена рассматриваемая в диссертации погружная бесштанговая насосная установка на базе гидромеханического погружного редуктора, который состоит из следующих отдельных сборочных единиц [73]:

– блока гидрозащиты, представляющего собой концевые детали и корпус, внутри которого установлены две диафрагмы в форме цилиндров для компенсации затрубного давления и входного вала, проходящего через центр диафрагм, установленного в радиальных подшипниках концевых деталей, в одной из которых расположены газоотводные клапаны для сброса избыточного давления, возникающего в результате объемного расширения масла при его нагреве;

– гидравлического блока, представляющего собой корпус с расположенным в нем аксиально-поршневым насосом на входе и гидравлическим мотором на выходе, герметично соединенных через плиты с напорными и дренажными каналами, связанными с гидропереключателем и предохранительным клапаном;

– силового модуля, состоящего из корпуса, внутри которого продольно расположена направляющая для гайки ролико-винтовой передачи (РВП), с двух сторон которой установлены гидравлические демпферы с возвратными пружинами, внутри гайки РВП проходит многозаходный винт, с одной стороны неподвижно закрепленный в радиально-упорном подшипнике, а с другой стороны – в скользящей опоре, находящейся внутри полого штока, соединенного одной стороной с гайкой РВП.

Редуктор ГМПР имеет рабочий ход в обоих осевых направления х, что делает конструкцию универсальной и позволяет использовать как с одноходовыми, так и с двуходовыми насосами плунжерного типа. Так же предусмотрено высокотемпературное исполнение (до +110 ^{0}C), оснащённое теплообменным модулем. Схема редуктора ГМПР с гидравлическим блоком и РВП передачей представлена на рисунке 1.5. Основные технические характеристики редуктора ГМПР приведены в таблице 1.1.



1 – входной вал, 2 – подшипник радиальный, 3 – диафрагма, 4 – муфта упругая, 5 – насос,
6 – гидромотор, 7 – гидрораспределитель, 8 – гидроблок, 9 – муфта глухая, 10 – подшипник радиально-упорный;
11 – гайка РВП, 12 – корпус, 13 – шток полый, 14 – винт РВП, 15 – подшипник скольжения радиальный, 16– демпфер нижний,
17– демпфер верхний

Рисунок 1.5 – Кинематическая схема редуктора ГМПР

Таблица 1.1 - Основные технические характеристики редуктора ГМПР

Параметр	Значение	Ед. изм.
Допустимая динамическая нагрузка	165	кН
Требуемая мощность	не более 7,8	кВт
Длина рабочего хода штока	2	м
Диапазон регулирования средней скорости штока	0,1..0,2	м/с
Количество двойных ходов	1,5..3,0	ед/мин
КПД	0,87	%
Температура перекачиваемой среды: с теплообменником/ без теплообменника	110/70	^{0}C
Срок службы	20 000	ч

Устройство в сборе создаёт возможность для реализации освоения горизонтально-направленных скважин. Помимо этого исключаются проблемы, возникающие при эксплуатации наземных приводов в северных районах при низких температурах, что, в частности, является принципиальным преимуществом при рассмотрении возможных вариантов освоения шельфовых месторождений, а также повышается уровень экологической безопасности за счёт исключения вероятности утечек добываемой продукции в окружающую среду при выходе оборудования из строя. Исключены риск износа насосно-компрессорных труб (НКТ) и необходимость в ремонте штанговых узлов в процессе эксплуатации.

Как уже было отмечено, ключевым компонентом в конструкции редуктора ГМПР является его исполнительный механизм. В рассматриваемой конструкции ГМПР для реализации этой функции используется планетарная роликовинтовая передача (ПРВП).

Выбор ПРВП в качестве исполнительного механизма был сделан на основе тщательного сравнительного анализа среди нескольких технологий, способных обеспечить необходимое линейное перемещение. В ходе анализа рассматривались

три основные конструкции: планетарная ролико-винтовая передача (ПРВП), шарико-винтовая передача (ШВП) и гидравлический цилиндр (ГЦ).

Основным критерием выбора служили технические характеристики, в частности, способность обеспечить высокую грузоподъемность при заданных условиях эксплуатации.

Каждая из рассматриваемых технологий имеет свои преимущества и недостатки. ШВП известна своей высокой точностью и эффективностью, но может оказаться не столь эффективной при очень высоких нагрузках из-за ограничений по грузоподъемности и износостойкости. Основным ограничивающим фактором ее применения с ростом нагрузок является малая площадь контакта шаров, прилегающих к канавке вала.

ГЦ, несмотря на высокую грузоподъемность, имеет ограничения по температурному диапазону работы и, как следствие этого, низкую герметичность при повышении температуры, что сказывается на его надежности в целом.

ПРВП предлагает баланс между необходимой грузоподъемностью, надежностью и компактностью. Механизм использует роликовые элементы для преобразования вращательного движения в поступательное, обеспечивая высокую эффективность передачи при этом. В результате проведенного анализа, исходя из соотношения функциональности, эффективности и эксплуатационных характеристик, ПРВП был признан наиболее подходящим решением для реализации задачи преобразования движения в данной системе.

Сравнение по основным параметрам исполнительных механизмов различных приводов, выполненное фирмой Exlar Corporation [29], приведено на диаграмме (рисунок 1.6).

Из диаграммы видно, что при прочих равных условиях механизм в виде «винт-гайка» имеет неоспоримые преимущества в ресурсе, грузоподъемности и точности позиционирования, о важности которых при эксплуатации в составе нефтедобывающей установки показано ниже.

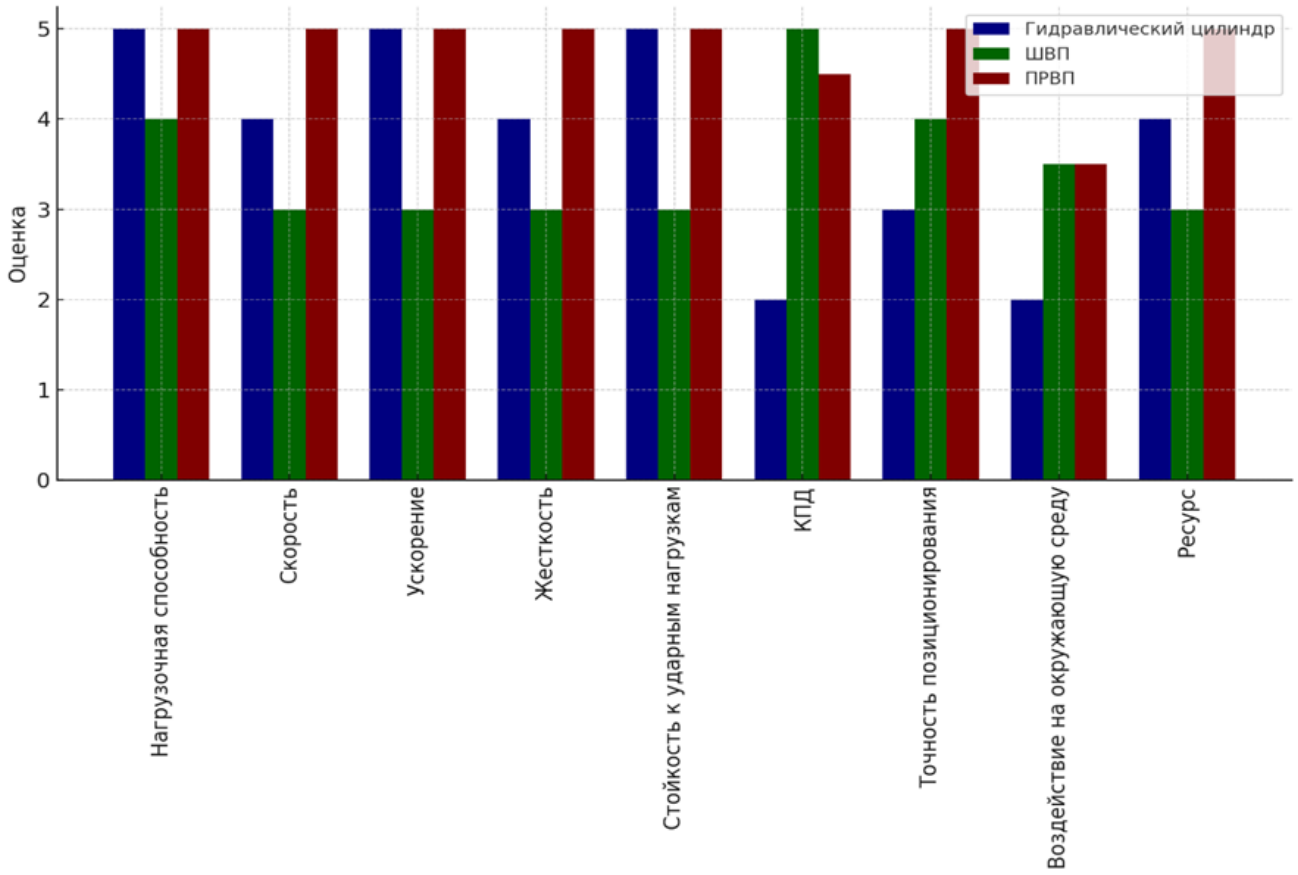


Рисунок 1.6 – Диаграмма сравнительных характеристик силовых исполнительных механизмов гидравлического типа и типов «шар-винт» и «винт-гайка»

ПРВП, подробная конструкция которой представлена на рисунке 1.7, выдерживает тяжелейшие нагрузки в агрессивных условиях в течение тысяч часов, что обосновывает её использование в задачах с очень высокими требованиями к грузоподъемности и надежности. Прочная гайка способна выдерживать ударные нагрузки, а механизм синхронизации движения роликов сохраняет надежность при высоких скоростях.

В конструкцию входит многозаходный винт (1), гайка (4), резьбовые ролики (2), «шейки» которых расположены с зазором в отверстиях сепараторов (3), находящихся по обоим торцам гайки. Для обеспечения одной степени свободы гайки относительно винта, ролики передачи сопрягают с гайкой при помощи зубчатых зацеплений. По этой причине на концах каждого из роликов прямо по резьбе выдалбливаются зубья, которые в свою очередь входят в зацепление с внутренними зубьями втулок (5), закрепленных в корпусе гайки.

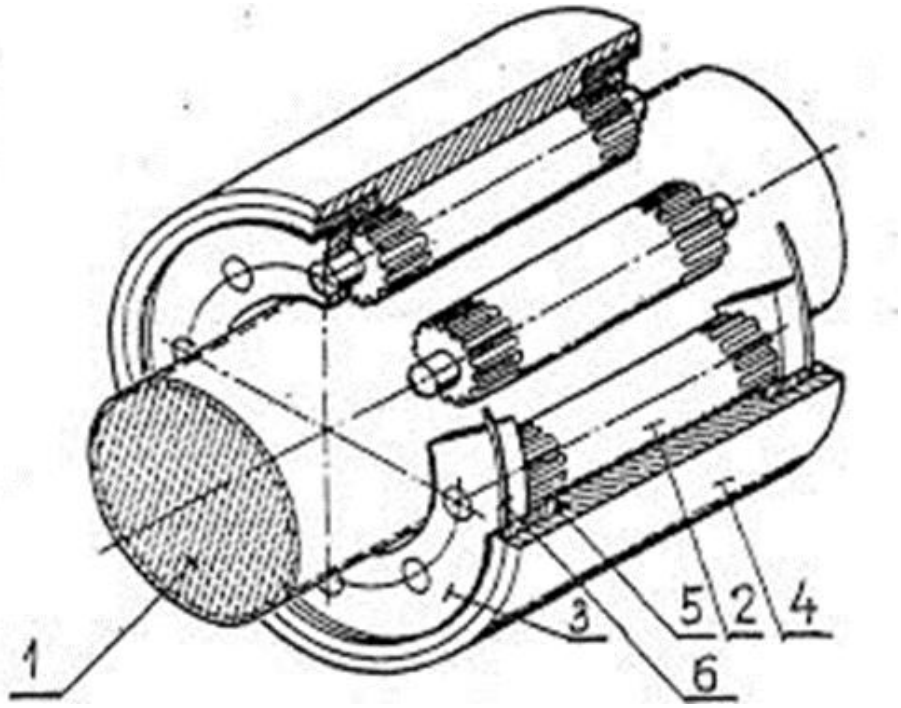


Рисунок 1.7 – Схема планетарной РВП

Осевое перемещение сепараторов ограничено разрезными, пружинными кольцами (6). В процессе работы ПРВП винт совершает вращательное движение, ролики в свою очередь осуществляют планетарное движение, а гайка передачи, совместно с закрепленными в ней роликами, осуществляет осевое перемещение. В теории возможно и обратное движение, при котором входным звеном выступает гайка, а выходным – винт. Поэтому в преобразовании движения участвуют резьбовые детали (винт, ролики и гайка), а сепараторы и втулки с зубчатыми венцами выполняют вспомогательные функции соответственно. Помимо этого, резьбовые элементы напрямую влияют на точность осевого перемещения выходного звена ПРВП [33]. Резьбовые детали имеют правую резьбу. Винт и гайка имеют многозаходную резьбу с равным числом заходов. В зависимости от типоразмера ПРВП число заходов этих деталей чаще всего составляет от 4-х до 6. Ролики, обычно однозаходные, но для изменения передаточной функции передачи они могут быть и многозаходными. Резьба деталей ПРВП специальная с углом профиля $\alpha=90°$. Для исключения кромочных контактов сопрягаемых витков резьбы, профиль витков винта и гайки треугольный, а профиль витков роликов фасонный (рисунок 1.8). Контур витка ролика с двух сторон выполнен по дуге

окружности, центр которой расположен на оси ролика. Фасонным выполнен профиль витков именно ролика, так как по одной образующей витки ролика взаимодействуют с витками винта, а по противоположной образующей – с витками гайки. В номинальном состоянии без нагрузки витки ролика будут взаимодействовать с витками винта и гайки в точках начального контакта, расположенных на средних диаметрах резьбы всех деталей. При приложении нагрузки сопрягаемые витки резьбовых деталей ПРВП будут взаимодействовать в локальных зонах, внутри которых располагаются точки начального контакта [34].

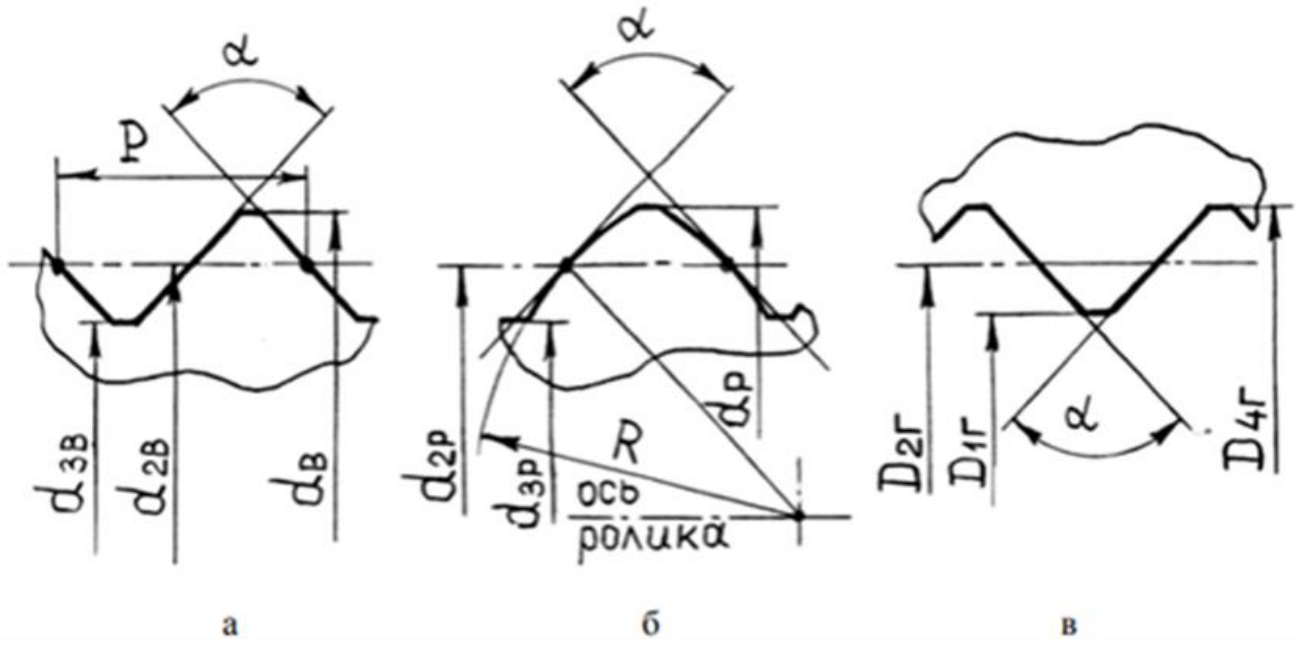


Рисунок 1.8 – Профили витков резьбы узлов ПРВП: а – винт, б – ролик, в – гайка

где α – угол профиля резьбы; p – шаг резьбы; $d_{3в}$ – диаметр впадин резьбы винта; $d_{2в}$ – средний диаметр резьбы винта; $d_{в}$ – наружный (внешний) диаметр резьбы винта; $d_{2р}$ – средний диаметр профиля резьбы ролика; $d_{3р}$ – диаметр впадин резьбы ролика; R – радиус кривизны ролика; $D_{2г}$ – средний диаметр профиля резьбы гайки; $D_{4г}$ – диаметр впадин резьбы гайки; $D_{1г}$ – наружный диаметр резьбы гайки

Выводы к главе 1

1. Условия работы и требования, предъявляемые к вновь проектируемым насосным системам скважинных установок, для малодебитных скважин (МДС) обуславливают применение новых конструктивных решений.

2. Одними из требований, определяющими рациональность и эффективность применения новых добычных агрегатов того или иного исполнения являются КПД, малогабаритность, энергоэффективность.

3. Исключение промежуточных звеньев привода для насосной установки с ГМПР (колонны штанг и станка-качалки) и приближение двигателя к насосу позволяет снизить металлоемкость и затраты на строительные и монтажные работы. Кроме того, в проектируемом приводе нет жестких ограничений по глубине спуска плунжерного насоса в скважину, которая может достигать 3000 м и более.

4. Использование предлагаемой технологии на базе ГМПР исключает проблемы, возникающие при эксплуатации наземных приводов в северных районах при низких температурах, что, в частности, является принципиальным преимуществом при рассмотрении возможных вариантов освоения шельфовых месторождений. Также повышается уровень экологической безопасности за счёт исключения вероятности утечек добываемой продукции в окружающую среду при выходе оборудования из строя.

5. Эксплуатация МДС в периодическом режиме с применением ЭЦН различной мощности ведет к обводнению продукции скважин. Это обстоятельство и повышенное потребление электроэнергии, особенно на стадии запуска установок, делают такую добычу нерентабельной. Переход на постоянные режимы отбора с применением установок с ГМПР позволяет вести эффективную добычу нефти, причем энергопотребление установок резко снижается, а процент нефти в скважинном флюиде повышается, что делает добычу рентабельной.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СТЕНДОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Плунжерная насосная установка с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя

Погружная насосная установка предназначена для механизированной добычи нефти на малодебитных скважинах с производительностью до 7,2 м³/сут. Установка включает в себя электродвигатель типа ПЭД 16-117 для привода насоса, гидрозащиту типа ГЗН-92 для предотвращения попадания рабочей жидкости в электродвигатель, гидромеханический редуктор (ГМПР) оригинальной конструкции для преобразования и передачи крутящего момента, а также специальный плунжерный насос типа 60.89-ННЛ-1.6 для непосредственного перекачивания нефти. Управление установкой осуществляется через станцию управления типа SALT VLT, размещенную на поверхности вблизи устья скважины. Комплектность установки представлена в таблице 2.1., а габариты установки приведены на рисунках 2.1 и 2.2.

Одной из ключевых особенностей разработанной насосной установки является возможность регулирования производительности работы, за счет изменения частоты питающего напряжения от 30 до 50 Гц. Такой подход позволяет адаптировать режим работы установки к текущим условиям эксплуатации скважины без изменения рабочего хода плунжера. Сравнение с традиционными станками-качалками показывает ряд преимуществ разработанной системы, включая:

1. Исключение необходимости создания массивного фундамента или свайного основания, что особенно актуально для неустойчивых грунтов.

2. Реализация полностью безлюдной технологии с дистанционным управлением через SCADA-систему, что обеспечивает повышение безопасности и снижение эксплуатационных расходов.

3. Гибкость регулирования режима работы установки в зависимости от данных системы погружной телеметрии (ТМС), что позволяет оптимизировать процесс добычи и использовать установку в условиях переменной дебитности скважины.

4. Низкое потребление электроэнергии и высокий КПД, что способствует снижению затрат на добычу.

5. Возможность интеграции в систему "Умное месторождение" с использованием типовых решений компании-недропользователя, что обеспечивает легкость встраивания в существующую инфраструктуру и повышение общей эффективности процесса добычи.

Таблица 2.1 – Комплектность установки на базе ГМПР

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Примечание
Насос плунжерный	60.89-ННЛ-1.6	1	L – 7195 мм
Редуктор	ГПМР	1	L – 5500 мм, ход – 2000 мм
Гидрозащита	ГЗН-92	1	L – 1900 мм
Электродвигатель	ПЭД 16-117	1	L – 1770 мм
Кабельный удлинитель	КПБП 3х16	1	L – 60 м, каб. муфта УБ46
Станция управления	SALT VLT	1	Uном–380 В, I ном–37,5 А
Трансформатор	ТМПНГ-100	1	
ЗИП для монтажа	-	1	Комплект

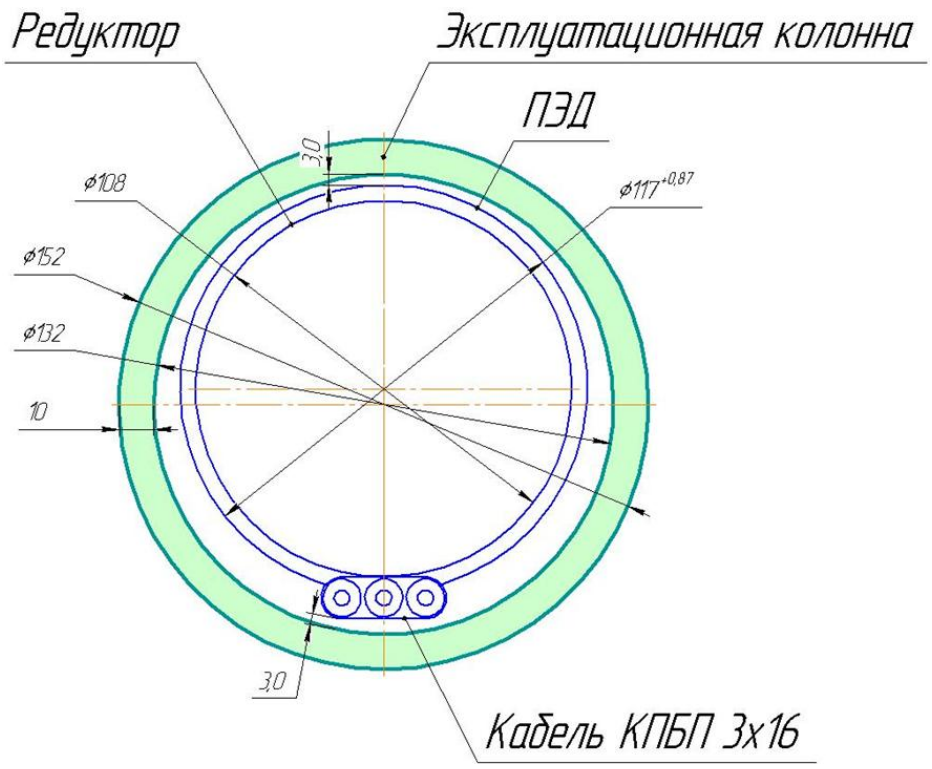


Рисунок 2.1– Поперечный габарит установки на базе ГМПР

2.2 Краткое описание принципа монтажа и работы оборудования.

Перед спуском установки в скважину полости электродвигателя и гидрозащиты заполняются чистым трансформаторным маслом типа МДПН(3) или МДПН-С, и должны соответствовать температурному режиму работы оборудования. В редукторе применяется специальное гидравлическое масло, заправка которого производится только в условиях завода-изготовителя или специализированного сервисного центра.

При спуске установки в скважину, пластовая жидкость через отверстие в центральном ниппеле редуктора заполняет все пространство над диафрагмами протектора.

Рисунок 2.2 – Схема нефтяной насосной установки на базе ГМПР

Одновременно, под действием гидростатического давления, клапаны плунжерного насоса на линии всасывания и нагнетания открываются, и жидкость через приемную фильтр-сетку заполняет весь объем рабочей камеры плунжерного насоса, а также колонну НКТ до статического уровня жидкости в скважине.

При включении погружного электродвигателя начинает работать аксиально-поршневой насос, который через самореверсивный гидрораспределитель попеременно подает масло под высоким давлением в один из каналов гидравлического мотора. При подаче масла в первый канал гидравлический мотор начинает вращать выходной вал в одну сторону и через шлицевое соединение приводит во вращение винт ролико-винтовой передачи, вращение которого приводит к линейному перемещению гайки и, соответственно, полого штока и штока плунжерного насоса в одно из крайних положений, при достижении которого самореверсивный гидрораспределитель за счет разницы рабочих давлений на его входе и выходе переключает подачу масла во второй канал гидравлического мотора, при этом винт ролико-винтовой передачи начинает вращаться в другую сторону, что приводит к линейному перемещению гайки, полого штока и штока плунжерного насоса в противоположное крайнее положение, при достижении которого самореверсивный гидрораспределитель снова переключается в предыдущее положение и процесс повторяется циклически. Масло из гидравлического мотора после слива в масляный резервуар проходит через фильтр тонкой очистки, снова поступает в приемный канал аксиально-поршневого насоса, тем самым обеспечивая замкнутую систему.

В процессе работы в масляном резервуаре редуктора поддерживается избыточное давление (около 1,4 атм.), которое обеспечивается эластичностью стенок диафрагм протектора и обратными клапанами гидравлического блока.

В случае возникновения аварийных режимов работы и превышении допустимого давления в нагнетательной линии аксиально-поршневого насоса, в целях предотвращения выхода из строя оборудования, через предохранительный

клапан обеспечивается сброс избыточного давления в масляный резервуар редуктора.

При перемещении полого штока в крайние положения, объем масла, вытесняемый рабочим элементом, компенсируется изменением диаметра диафрагм протектора, при этом герметизация полого штока в корпусе редуктора обеспечивается механическими уплотнениями.

Изменение объема рабочей камеры плунжерного насоса приводит к возникновению разницы давлений на линии всасывания и нагнетания, что приводит к последовательному открытию приемного и нагнетательного клапанов плунжерного насоса и обеспечивает перекачку жидкости из скважины вверх, по колонне насосно-компрессорных труб.

Контроль работы установки осуществляется специализированной программой управления частотой вращения погружного электродвигателя при помощи частотного преобразователя.

2.3 Методика проведения стендовых испытаний

2.3.1 Объект испытаний

Испытаниям подлежит одноходовой плунжерный насос 60/89-ННЛ-38-11-6-1-0-Ю.А-У.Тн-ST-fit2 с гидромеханическим редуктором ГМПР 00.00.000–03 с приводом от серийного высоковольтного погружного электродвигателя.

В состав у становки входят:

- Погружной электродвигатель;
- Гидрозащита;
- Гидромеханический привод;
- Плунжерный насос.

Испытания проводятся на стенд-скважине. Гидравлическая схема испытательной стенд-скважины представлена на рисунке 2.3.

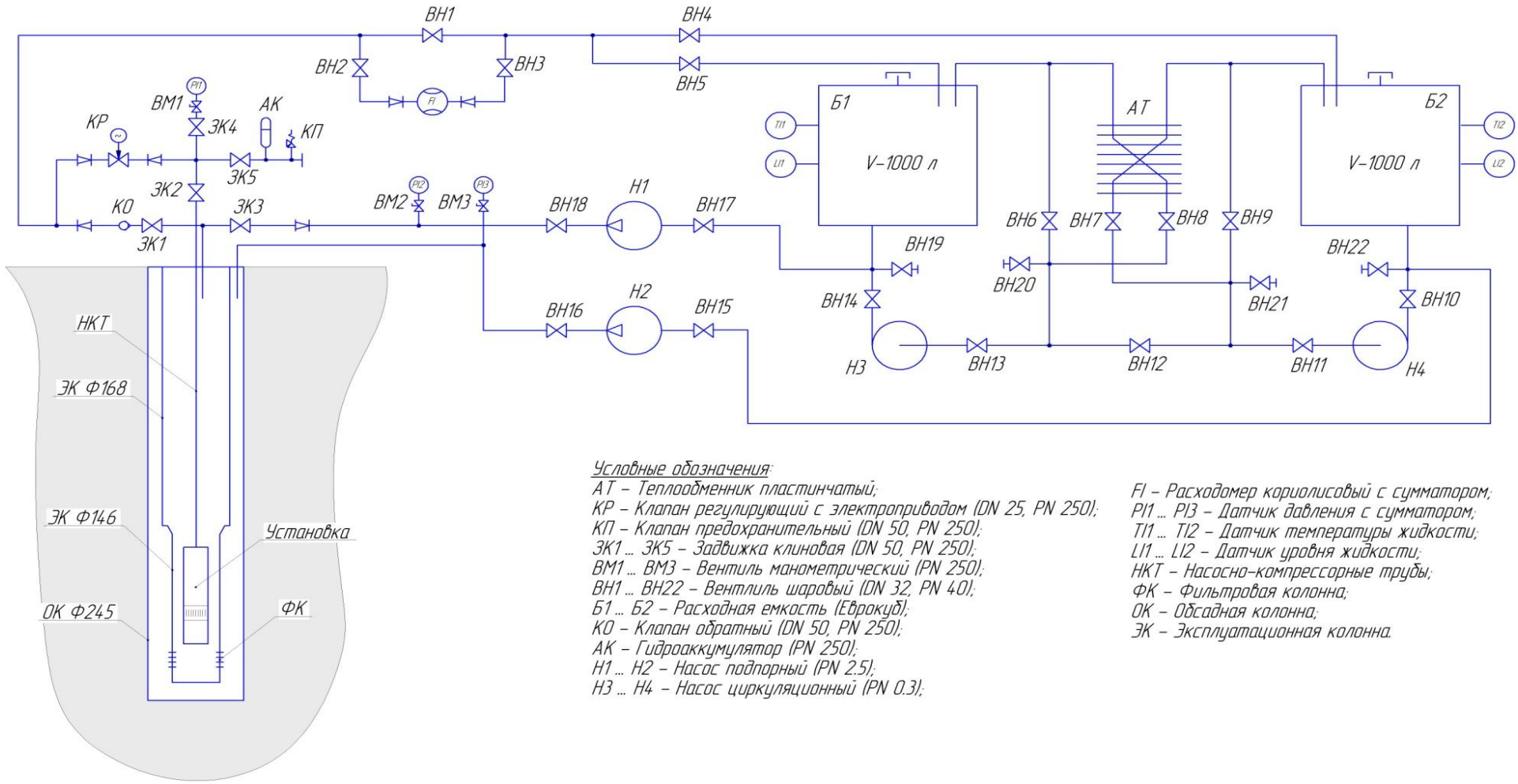


Рисунок 2.3 – Гидравлическая схема испытательной стенд-скважины.

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. В таблицах 2.2 – 2.4 приведены общие параметры стендовых испытаний

Таблица 2.2 – Общие сведения

№ п/п	Наименование	Значение
1	Тип	Многоколонная
2	Пространственное расположение	Вертикальная
3	Назначение	Специальная
4	Способ бурения скважины	Механический, вращательное бурение
5	Модельная жидкость	Смесь масла, воды и этиленгликоля в объемной пропорции 20/30/50
6	Срок службы скважины	не менее 15 лет

Таблица 2.3 – Рабочие параметры

№ п/п	Наименование	Значение
1	Статический уровень, м	0
2	Дебит, $м^3$/сут.	80
3	Рабочее давление, атм.	до 250
4	Температура модельной жидкости, град.С	от -10 до +80
5	Содержание механических примесей, г/л	до 3

Таблица 2.4 – Конструкция скважины

№ п/п	Наименование	Интервал, м
1	Обсадная колонна закрытого типа Ø245 мм	0-80
2	Эксплуатационная колонна Ø168 мм	0-40
3	Обсадная колонна Ø146 мм	40-76
4	Фильтровая колонна (щелевая перфорация)	76-78
5	Забой скважины	78-80

Эксплуатационная колонна стенд-скважины выполнена с центраторами, по конструкции кольца-обоймы выполнены разъемными (ЦПР конструкции ВНИИБТ, ЦЦ конструкции ВНИИКРнефти).

Скважина имеет следующее устьевое оборудование:

- Устьевая фонтанная арматура серии АФК с клиновыми задвижками и обратным клапаном, рассчитанными на рабочее давление скважины.
- Противоаварийное оборудование (предохранительные клапаны в линии высокого давления).
- Гаситель пульсаций (объем не менее 5 л), установленный в линии высокого давления.
- Кориолисовый расходомер с сумматором для местного и дистанционного контроля расхода плотности и температуры модельной жидкости.
- Датчик давления с сумматором, установленный в напорной линии.
- Датчик давления с сумматором, установленный в затрубном пространстве.
- Манометры показывающие, установленные в напорной линии и затрубном пространстве скважины.
- Электроуправляемый регулятор расхода с ручным дублером, установленный в линии высокого давления.
- Расходная емкость объемом 1 $м^3$, в количестве 2 шт.
- Теплообменник пластинчатый уличного исполнения с вентилятором Ду 50, площадь теплообмена 16,35 $м^2$.
- Уровнемер в расходной емкости, в количестве 2 шт.
- Датчик температуры в расходной емкости, в количестве 2 шт.
- Подпорный насос напором 35 м и производительностью 3,5 $м^3$/ч в количестве 2 шт.
- Циркуляционный насос напором 3,0 м и производительностью 1,6 $м^3$/ч в количестве 2 шт.
- Технологические трубопроводы и запорная арматура с электроприводами и ручными дублерами.

- Мостки с направляющими для погружного оборудования длиной 10 м.

- Таль электрическая г/п 3,2 т, статично установленная на высоте 13,5 м, с центровкой по устью скважины.

- Главный пульт в операторской кабине с двумя независимыми выходами.

- Станция управления с частотным регулированием мощностью 55 кВт.

- Повышающий трансформатор ТМПН-100/3 УХЛ1 (Uном 1250 В).

- Подвесной ролик радиусом 0,84 м (для кабеля и кабельного удлинителя).

- Автонаматыватель для кабеля КПБП 3х16.

- Шкаф соединительный серии ШСВГ (для кабеля).

- Кабельный удлинитель с муфтой УБ46-2 с кабельной линией строительной длиной 80 м.

Расположение скважины предусмотрено в укрытии, с тепловыми отсекателями на створках технологических проемов и входных групп.

Полы в укрытии обладают стойкостью к механическим и ударным нагрузкам, не скользящими, устойчивыми к агрессивным химическим средам и изменениям температурного режима.

2.3.2 Цель испытаний

В рамках данного исследования предпринимается задача 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 (ПЭД). 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.

2.3.3 Требования к условиям проведения испытаний

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 $м^3$/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.

2.3.4 Подготовка и проведение испытаний

Подготовка к испытательному процессу включает в себя следующие шаги:

- **Монтаж погружной части установки в скважину стенда:** В процессе сборки необходимо осуществлять контроль состояния соединительных поверхностей компонентов для обеспечения их надежного соединения.

- **Подключение электропитания установки:** Электрическое питание подключается через станционное управление (СУ) с соблюдением всех рекомендаций, предписанных в регламентирующих документах (РЭ СУ) и в соответствии с Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н.

- **Меры безопасности при подключении:** Обязательно выполнение заземления и зануления СУ согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ). Настройка устройств защиты СУ должна производиться в соответствии с требованиями эксплуатационных документов насосной установки, с учетом допустимых значений тока и напряжения для погружного электродвигателя (ПЭД).

Таким образом, при обкатке получаем первые значения производительности и мощности в зависимости от оборотов ПЭД и давления, приведенных на рисунке 2.4 и 2.5.

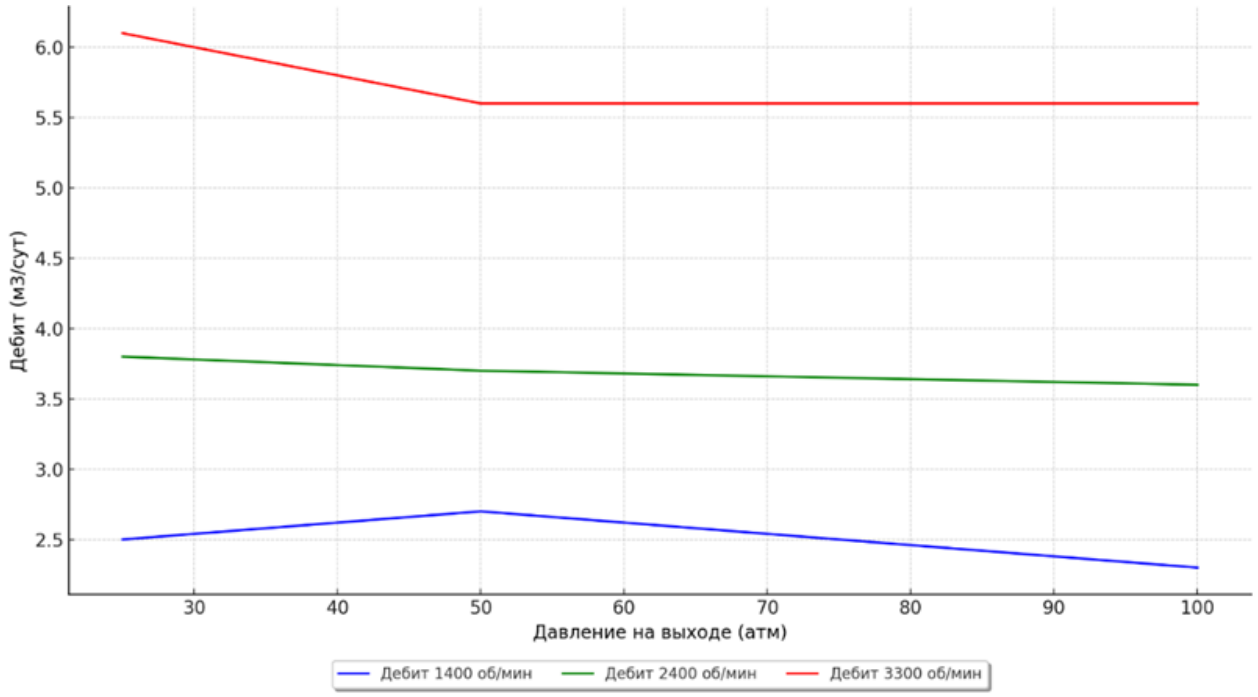


Рисунок 2.4 – Дебит установки при различных режимах

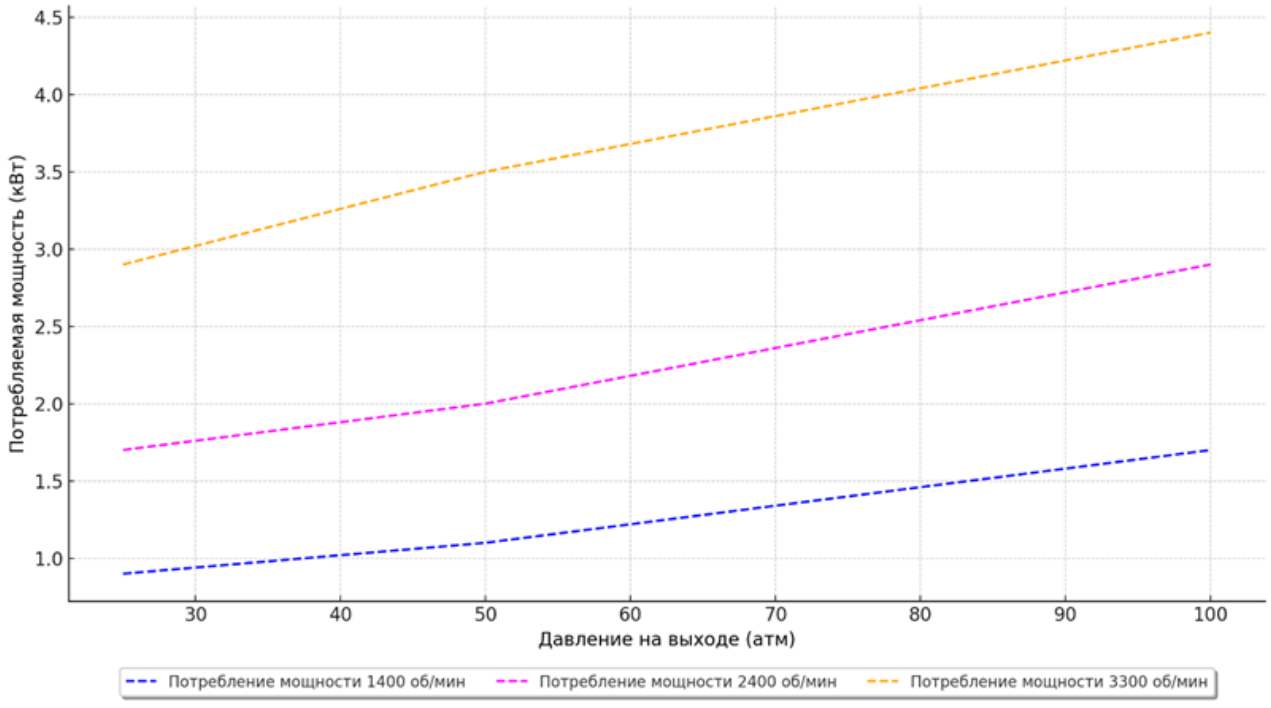


Рисунок 2.5 – Мощности установки при различных режимах

Обкатка оборудования производится, установив частоту тока ПЭД на 25 Гц через СУ. Оборудование запускается на 28 Гц и 1650 об/мин, используя кран К2 для настройки выходного давления на 3 МПа, последовательно увеличивая его до

18 МПа с интервалами в 10 минут, при этом поддерживая входное давление на уровне 0,25 МПа. Контролируя давление на входе и выходе через датчики ДД1 и ДД2, осуществляется визуальный и аудио контроль оборудования на предмет дефектов изготовления и сборки. Проверяется функциональность КИПиА и стабильность работы на всех режимах. Измерение и контроль величины подачи установки производится по показаниям расходомера РП1. Значение подачи не должно изменяться более чем на ±1% за 10 мин при постоянных напоре и частоте вращения ПЭД. Измерение и контроль величин частоты и силы тока ПЭД производится на СУ, результаты приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты измерений в процессе обкатки установки

Частота питания электродвигателя, Гц	**$Q_ж$, м^3/сут**	**$H_{дин}$, м**	**$N_{кач}$, ед.**	**Энергопотребление, кВт·ч**
24	–	174	0,9	0,98
24	–	206	0,9	0,99
24	2,2	235	0,9	1,01
24	2,4	235	1,2	1,08
26,7	2,4	265	1,2	1,06
28,5	2,6	257	1,3	1,13

Рабочий режим работы установки настраивается через краны К1 и К2, поддерживая давление на входе на уровне 0,25 МПа. Мониторинг давлений на входе и выходе осуществляется датчиками ДД1 и ДД2, а подачи – через расходомер РП1. Установка считается настроенной, когда давление на входе стабильно в пределах ±0,015 МПа за 10 мин. при неизменном напоре и скорости вращения ПЭД. Необходимо проверить исправность КИПиА и стабильность работы установки, замерить напорно-расходные и энергетические показатели, сбросить избыточное давление, закрыть арматуру, отключить питание и демонтировать установку. Регистрация параметров для валидации модели выполняется через соединение с контроллерами управления.

2.4 Определение напорных характеристик на стенд-скважине

В рамках настоящего исследования были осуществлены комплексные испытания погружных плунжерных насосных установок, оснащенных гидромеханическим редуктором. Испытания проводились в три этапа на стенд-скважине ООО «Центр ИТ» в г. Пермь с использованием модельной жидкости, имитирующей нефтяную среду с вязкостью $312 \cdot 10^{-3}$ Па·с и плотностью 890 кг/м³. В качестве объектов испытаний выступали плунжерные насосы моделей 73-ННЛ-44/32-15-18/15-Ю.А-У.Тн-ТС-fit2, 73-ННЛ-57-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-fit2 и 60-89-ННЛ-38-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-fit2, оснащенные гидромеханическим редуктором ГМПР. Данные насосные установки подвергались испытаниям при номинальной нагрузке в течение 168 ч непрерывной работы.

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 расчетными параметрами, которые определялись по формулам 2.1 – 2.3.

Расчёт расхода для плунжерного насоса можно выполнить по формуле 2.1:

$$Q = F \cdot S \cdot n \cdot \text{КПД}_V, \qquad (2.1)$$

где: Q - расход (м³/с); F - площадь поперечного сечения поршня (м²); S - длина хода поршня (м); n - частота вращения вала (сек$^{-1}$); КПД_V - объёмный коэффициент полезного действия.

Данная формула позволяет определить теоретический объем прокачиваемой жидкости за единицу времени. Однако в реальных условиях фактический расход может отличаться из-за ряда факторов – износа плунжерной пары, утечек через уплотнения, кавитационных потерь и неполного заполнения камеры при высоких частотах.

Расчёт напора плунжерного насоса можно выполнить по общей формуле 2.2, принимая диаметры всасывающего и нагнетающего патрубков одинаковыми:

$$H = \frac{(P_2 - P_1)}{\rho \cdot g} + H_Г + h_п, \qquad (2.2)$$

где: H - напор (м); P_1 - давление в заборной ёмкости (Па); P_2 - давление в приёмной ёмкости (Па); ρ - плотность перекачиваемой среды (кг/м³); g - ускорение свободного падения (м/с²); $H_Г$ - геометрическая высота подъёма перекачиваемой среды (м); $h_п$ - суммарные потери напора (м).

Формула описывает полный напор, который должен создавать насос для преодоления гидравлического сопротивления системы. В теории, при стабильных условиях и известных значениях давления, плотности и потерь, напор можно точно рассчитать. Однако на практике давление на приеме и выходе подвержено флуктуациям из-за пульсаций, колебаний в напоре, засорения системы, изменениями температуры и вязкости среды.

Расчёт КПД плунжерного насоса можно выполнить по формуле 2.3:

$$КПД_V = \frac{Q}{F \cdot S \cdot n}, \qquad (2.3)$$

где: $КПД_V$ - объёмный коэффициент полезного действия; Q - расход (м³/с); F - площадь поперечного сечения поршня (м²); S - длина хода поршня (м); n - частота вращения вала (сек$^{-1}$).

Формула КПД отражает долю энергии, которая эффективно преобразуется в полезную работу. В идеальных условиях – при отсутствии утечек, колебаний давления, механических потерь – расчетное значение КПД близко к 100%. Однако в реальных условиях всегда наблюдаются отклонения, особенно при высоких частотах и давлениях. Это связано с ростом гидравлических сопротивлений, деформациями и нагревом узлов.

Производительность. Для проведения углубленного анализа производительности плунжерных погружных насосных установок при различных режимах работы и типоразмерах оборудования необходимо соотнести расчетные данные с результатами экспериментальных измерений, полученными в ходе проведенных ресурсных испытаний. Важным аспектом исследования является

изучение отклонений между теоретическими и фактическими показателями, что позволяет выявить оптимальные режимы работы и оценить потенциальные возможности повышения производительности и эффективности оборудования. Результаты исследовательских испытаний приведены в таблицах 2.6-2.8.

Таблица 2.6 - Производительность установки на базе насоса ННЛ-38, $м^3$/сут.

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	4,3	4,5	5,9	6,2	7,8	8,2	9,8	10,3	10,8	11,3
50	4,3	4,3	5,9	6,0	7,8	8,0	9,8	10,1	10,8	10,8
100	4,3	4,0	5,9	5,8	7,8	7,8	9,8	9,8	10,8	10,8
150	4,3	3,9	5,9	5,5	7,8	7,5	9,8	9,4	10,8	10,3
200	4,3	3,8	5,9	5,1	7,8	7,3	9,8	9,0	10,8	10,0

Таблица 2.7 - Производительность установки на базе насоса ННЛ-44, $м^3$/сут.

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	5,7	4,5	7,9	8,3	10,5	11,0	13,1	13,8	14,4	15,2
50	5,7	4,3	7,9	7,9	10,5	10,5	13,1	13,0	14,4	14,4
100	5,7	4,0	7,9	7,5	10,5	10,1	13,1	12,5	14,4	14,0
150	5,7	3,9	7,9	7,1	10,5	9,9	13,1	12,1	14,4	13,5
200	5,7	3,8	7,9	6,5	10,5	9,7	13,1	11,7	14,4	13,3

Таблица 2.8 - Производительность установки на базе насоса ННЛ-57, м^3/сут.

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.
0	9,6	10,1	13,2	13,2	17,6	18,5	22,0	23,1	24,2	24,5
50	9,6	9,6	13,2	13,0	17,6	17,6	22,0	22,0	24,2	24,4
100	9,6	9,0	13,2	12,6	17,6	16,6	22,0	20,7	24,2	22,8
150	9,6	8,8	13,2	12,0	17,6	16,0	22,0	20,3	24,2	22,3
200	9,6	8,6	13,2	11,6	17,6	16,0	22,0	20,0	24,2	21,8

Как видно из табличных экспериментальных значений наиболее существенные расхождения между экспериментальными данными и расчетными значениями наблюдаются при повышенных давлениях и высоких частотах вращения. Это особенно заметно для насосов моделей ННЛ-44 и ННЛ-57, где при давлениях в диапазоне 150–200 атм фиксируются отклонения свыше 1–2 м³/сут. между теоретическими и экспериментальными показателями. Например, для насоса ННЛ-44 при давлении 200 атм и частоте вращения 1650 об./мин. расчетный дебит составляет 14,4 м³/сут., тогда как экспериментально полученное значение составляет 13,3 м³/сут., что составляет отклонение более, чем на 1 м³/сут.

Наименьшие расхождения между расчетными и экспериментальными данными отмечаются при низких давлениях и средних частотах вращения. Так, для насоса ННЛ-38 при частотах вращения 900–1200 об./мин. и давлениях до 100 атм отклонения минимальны, а значения близки к теоретическим. Аналогичная тенденция наблюдается для насоса ННЛ-57 при частотах вращения 600 – 1200 об./мин. в условиях низких давлений.

Потребляемая мощность установок при различных режимах работы. Сопоставление потребляемой мощности при различных давлениях и частотах вращения позволит количественно оценить степень отклонения от теоретических расчетов и выявить причины этих расхождений. Это предоставит возможность провести детальный анализ эффективности работы насосов и определить факторы,

влияющие на энергозатраты, с целью оптимизации работы оборудования в перспективе. Эти данные приведены в таблицах 2.9 – 2.11.

Таблица 2.9 - Потребляемая мощность установки на базе насоса ННЛ-38, кВт

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	1,5	2,8	1,8	3,1	2,1	3,4	2,8	3,7	3,1	3,9
50	1,9	3,0	2,6	3,5	2,6	4,1	3,7	5,3	4,7	5,6
100	3,7	3,1	3,4	3,7	3,4	4,6	4,5	5,3	5,0	5,8
150	4,5	3,3	4,2	4,0	4,7	5,0	5,4	6,0	6,3	6,9
200	5,0	3,6	5,0	4,3	5,7	5,6	6,3	7,1	7,4	7,9

Таблица 2.10 - Потребляемая мощность установки на базе насоса ННЛ-44, кВт

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	1,5	3,6	1,8	3,1	2,1	3,4	2,9	3,7	3,1	3,9
50	2,5	3,9	3,4	4,9	4,6	5,6	5,7	6,9	6,3	7,6
100	5,0	4,2	6,4	5,5	6,5	7,1	7,7	8,4	9,2	9,7
150	7,5	4,6	8,1	6,0	9,5	7,5	11,7	9,1	12,0	11,9
200	10,0	5,0	10,2	6,7	12,0	7,7	14,2	11,2	14,6	13,9

Таблица 2.11 - Потребляемая мощность установки на базе насоса ННЛ-57, кВт

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	1,7	2,9	2,6	3,2	3,5	3,5	4,3	3,7	4,7	4,1
50	3,8	5,3	5,7	6,6	7,7	8,2	9,6	9,7	10,5	10,4
100	7,4	7,1	9,6	8,7	11,6	9,8	14,0	12,0	14,7	14,0
150	11,0	8,5	14,5	11,0	15,6	12,8	18,5	15,0	20,0	18,1
200	14,5	10,8	18,0	13,4	22,0	14,2	24,0	18,6	28,4	24,8

Наиболее значительные расхождения между экспериментальными и расчётными параметрами наблюдаются для насосов ННЛ-44 и ННЛ-57 при давлениях в диапазоне 150 – 200 атм и частотах вращения свыше 1500 об./мин. В этих условиях экспериментальные данные показывают существенное снижение потребляемой мощности по сравнению с теоретическими значениями, что может свидетельствовать о влиянии дополнительных факторов, таких как механические потери или неидеальные условия эксплуатации оборудования.

Эффективность установок при различных режимах работы

С целью углубленного анализа КПД плунжерной погружной насосной установки, аналогично ранее проведенному сравнению других параметров, необходимо оценить согласованность экспериментальных данных с расчетными значениями при различных режимах эксплуатации. Особое внимание будет уделено выявлению отклонений КПД при варьировании уровней давления и частот вращения. Проведение сравнительного анализа позволит оценить эффективность установки в реальных условиях эксплуатации и определить режимы работы, при которых наблюдаются наибольшие расхождения между теоретическими и экспериментальными показателями. Данный анализ, вместе с предыдущими исследованиями, направлен на идентификацию ключевых факторов, влияющих на производительность оборудования, и позволит разработать рекомендации по повышению его эффективности. Данные приведены в таблице 2.12 – 2.14.

Наиболее существенные отклонения между теоретическими и экспериментальными значениями КПД наблюдаются при повышенных давлениях (150–200 атм) и высоких частотах вращения (более 1500 об./мин.). Для насосов моделей ННЛ-57 и ННЛ-44 при давлении 200 атм и частоте вращения 1650 об/мин экспериментальные значения КПД могут быть ниже расчетных на 6–7%. Для насоса ННЛ-57 при данных условиях расчетный КПД составляет 92,5%, тогда как экспериментально полученное значение – 88%.

Таблица 2.12 - КПД установки на базе насоса ННЛ-38, %

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	95	96	96	97	97	98	98	99	98,5	99
50	94	94	95	95	96	98	97,3	98	97,5	98
100	94	87	94	88	95	94	96,8	97	96,5	97
150	93	85	95	87	95	95	96,1	91,5	95,5	98
200	93	83	95	84	94,5	88	95,5	86	94,5	86

Таблица 2.13 - КПД установки на базе насоса ННЛ-44, %

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	95	96	96	97	97	98	98	99	98,5	99
50	94	94	95	95	96	98	97,5	98	97,5	98
100	93	87	94	88	95	94	96,5	97	96,5	97
150	93	85	95	87	95	95	96,5	98	95,5	98
200	93	83	95	84	94,5	88	95,5	86	94,5	86

Таблица 2.14 - КПД установки на базе насоса ННЛ-57, %

Давление на выходе, атм	600 об./мин.		900 об./мин.		1200 об./мин.		1500 об./мин.		1650 об./мин.	
	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп	Расч.	Эксп.	Расч.	Эксп.
0	95	96	96	97	97	98	98	99	98,5	99
50	94	95	94	95	94,5	97	94,5	97	94,5	98
100	93	87	93	87	94	88	94,5	91	94,5	91
150	92	85	93	85	93	83	93,5	86	93,5	88
200	92	83	93	81	92,5	83	93	88	92,5	88

Меньшие отклонения отмечаются при низких давлениях (до 50 атм) и средних частотах вращения (до 1200 об/мин). В данных режимах наблюдается наибольшее соответствие между расчетными и экспериментальными значениями КПД. Так, для насоса ННЛ-38 при давлении 50 атм и частоте вращения 1200 об./мин., экспериментальный КПД составляет 98%, тогда как расчетное значение – 96%, что указывает на высокую степень корреляции.

Вывод: для следующего этапа опытно-промысловых испытаний (ОПИ) наиболее обоснованным является использование насосов на базе модели ННЛ-38. Данное решение основано на следующих факторах:

Предсказуемость и стабильность характеристик: Насосы ННЛ-38 продемонстрировали минимальные расхождения между расчетными и экспериментальными параметрами при низких и средних давлениях (до 100 атм) и частотах вращения до 1200 об./мин. Это свидетельствует о 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.

Снижение рисков и потерь: 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.

Гибкость и адаптивность к различным режимам работы: Насосы ННЛ-38 продемонстрировали надежную работу в широком диапазоне режимов, что обеспечивает уверенность в их эффективной эксплуатации на реальных скважинах с различными условиями добычи.

Касательно насосных установок на базе других типоразмеров, таких как ННЛ-44 и ННЛ-57, их дальнейшее внедрение и эксплуатация будут основаны на результатах ОПИ установок на базе ННЛ-38. Выбор такой стратегии обусловлен стремлением минимизировать потенциальные риски, связанные с непосредственным внедрением новых моделей без предварительной всесторонней проверки. Испытания насосов ННЛ-38 предоставят ценную информацию о поведении оборудования в реальных условиях эксплуатации, что позволит собрать дополнительные данные для корректировки и оптимизации работы установок на базе ННЛ-44 и ННЛ-57. При этом наиболее целесообразным диапазоном эксплуатации установок является частота вращения от 900 до 1500 об./мин.

Данный диапазон выбран исходя из оптимальных энергетических, расходно-перепадных характеристик и ресурсных насосов. В этом интервале частот насосы демонстрируют максимальную эффективность, обеспечивая стабильный поток при минимальных энергетических затратах. Эксплуатация в указанном диапазоне снижает износ оборудования, что положительно сказывается на его долговечности и снижает расходы на обслуживание. Итоговые характеристики приведены на рисунках 2.6 – 2.8.

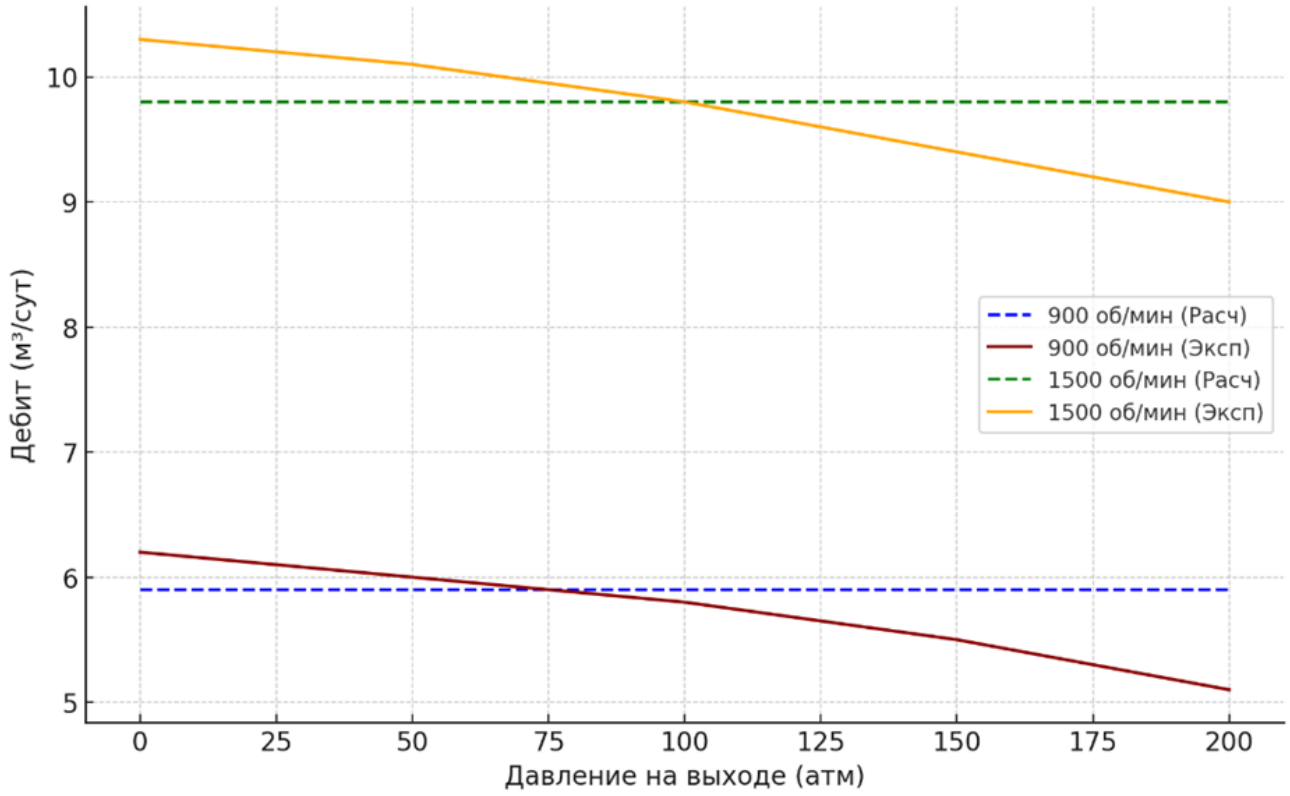


Рисунок 2.6 – Характеристика «производительность» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), м^3/сут.

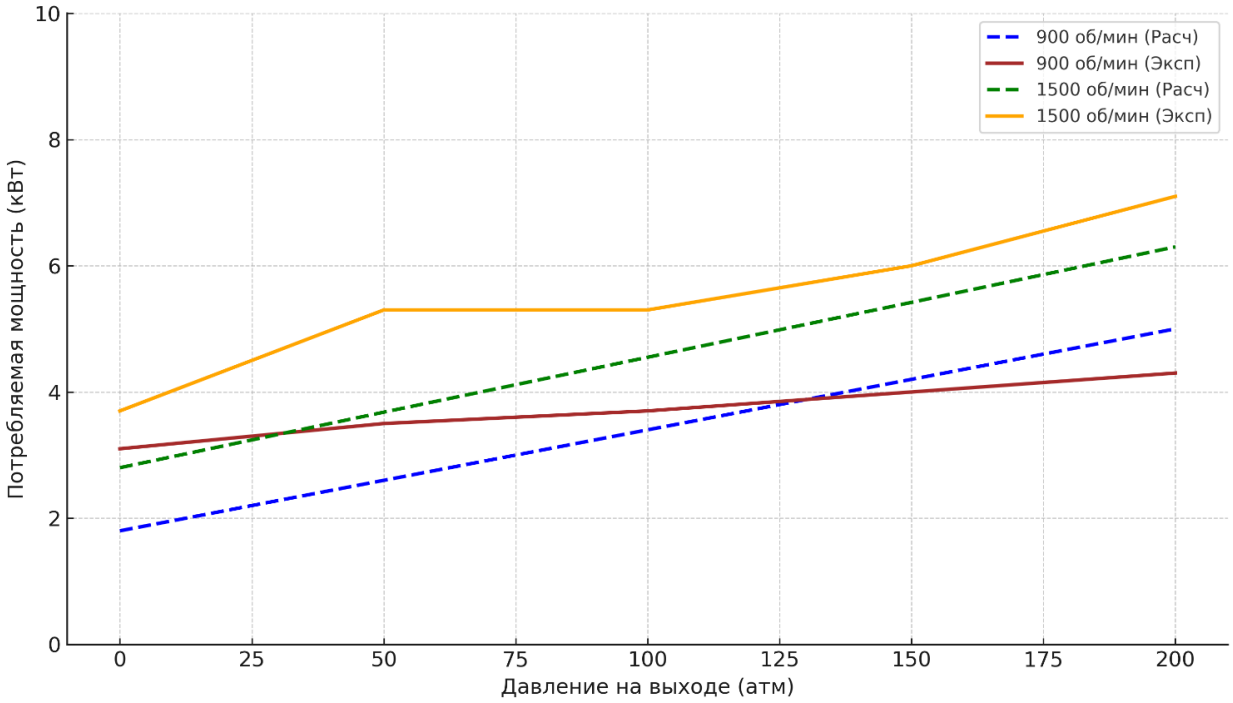


Рисунок 2.7 – Характеристика «потребляемая мощность» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), кВт

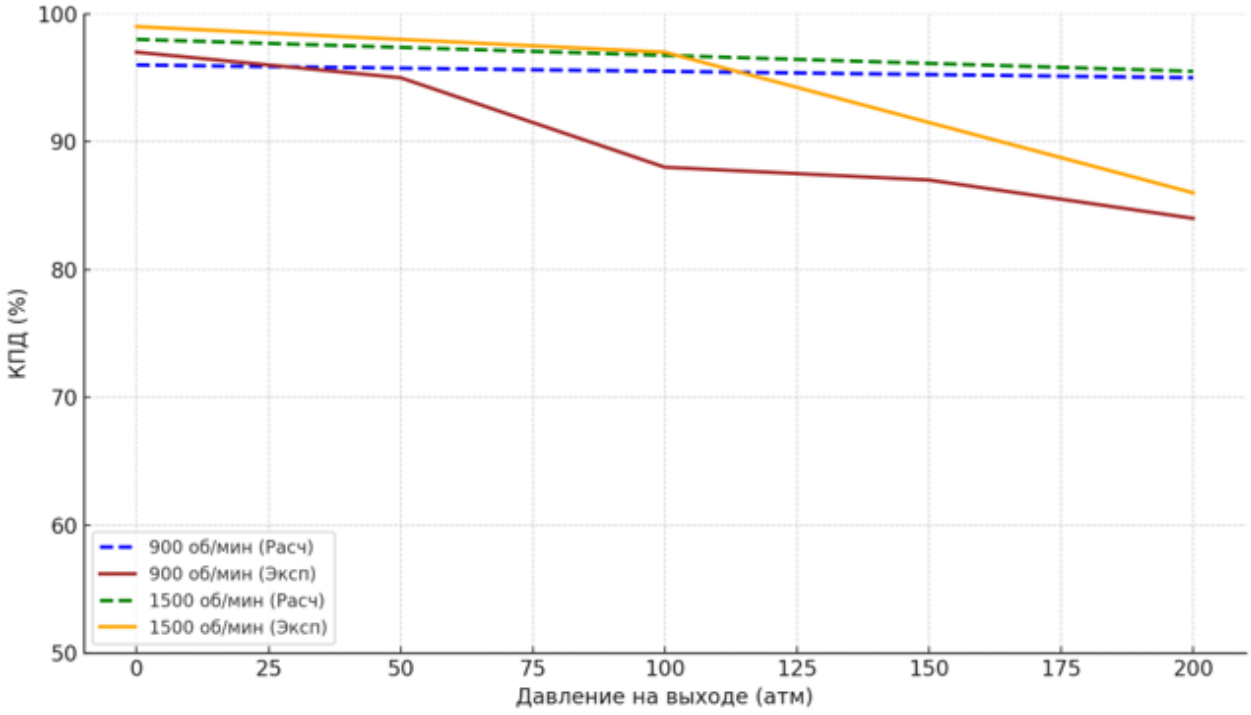


Рисунок 2.8 – Характеристика «КПД» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), %

На рисунке 2.9 приведена схема данной установки [52,59], которая рекомендована для промысловых испытаний.

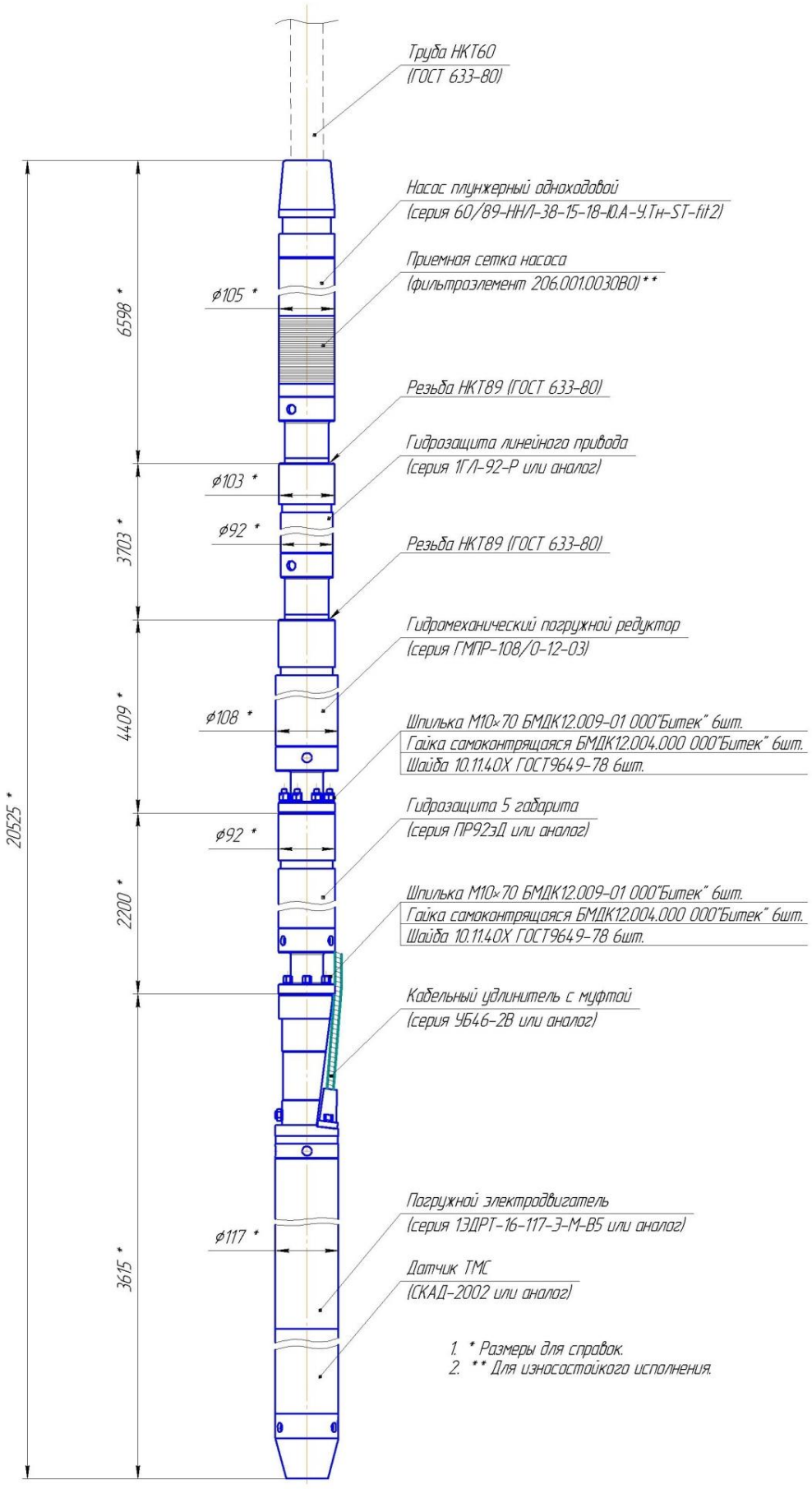


Рисунок 2.9 - Схема погружной нефтяной плунжерной насосной установки

Выводы к главе 2

1. Создан стенд для снятий характеристик плунжерной насосной установки с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя и разработана методика испытаний для определения рациональных параметров работы насосного оборудования.

2. На основании стендовых испытаний для проведения опытно-промышленных испытаний на скважинах нефтяных месторождений наиболее обоснованным является использование насосов на базе модели ННЛ-38, схема которого приведена на рисунке 2.9.

3. 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 обеспечивает уверенность в их эффективной эксплуатации на реальных скважинах с различными условиями добычи.

ГЛАВА 3. ПРОВЕДЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА, АЗЕРБАЙДЖАНА И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Методика проведения промысловых испытаний

Основная цель описываемой методики заключается в обеспечении стандартизированного подхода к проведению испытаний, что позволяет получить объективные и сопоставимые данные об эффективности нового оборудования. Методика предусматривает анализ работы насосов в различных условиях и при разных нагрузках для оценки их производительности, энергоэффективности, надежности и экономичности.

3.1.1 Технические и эксплуатационные критерии

Перед началом испытаний проверяется соответствие скважин следующим, установленным техническим и эксплуатационным критериям:

- Внутренний диаметр эксплуатационной колонны не менее 129 мм, что обеспечивает достаточный простор для спуска и работы насоса.

- Наличие средств учета электроэнергии и производительности установки, что позволяет контролировать эффективность и экономичность работы.

- Диапазон дебита до 10 $м^3$/сут., что указывает на способность насоса обеспечивать необходимый объем добычи.

- Температура рабочей жидкости не более 80 °С для предотвращения перегрева оборудования.

- Обводненность продукции не более 99 %, что указывает на допустимую долю воды в добываемой продукции.

- Содержание механических примесей не более 1,3 г/л для предотвращения износа и заклинивания насоса.

- Вязкость добываемой продукции не более 0,025 Па·с, что обеспечивает эффективность работы насоса.

- Минерализация воды не более 10 г/л для предотвращения образования отложений и коррозии.

- Содержание свободного газа по объему не более 25 % для избегания газовых пробок.

- Содержание H_2S не более 50 мг/л для предотвращения коррозии и обеспечения безопасности эксплуатации.

- Водородный показатель (pH) от 4,2 до 8,0 для оптимизации условий работы и предотвращения коррозии.

- Темп набора кривизны ствола скважины не более 1 град. на 10 м для обеспечения надежной работы насоса и предотвращения его износа.

- Отсутствие аварийного оборудования на забое скважины для обеспечения безопасности и эффективности работы.

- Отсутствие нарушения целостности эксплуатационной колонны – негерметичности, смещения эксплуатационной колонны;

- Отсутствие осложнений: наличия высоковязкой нефтяной эмульсии (ВНЭ), отложения солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Однако на практике подобного сочетания критериев для скважин-кандидатов практически не наблюдается. Потому при назначении и проведении работ на испытательных промысловых скважинах проводились исследования работы установок с различными осложнениями.

3.1.2 Процедура опытно-промысловых испытаний (ОПИ)

Проведение промысловых испытаний является важным инструментом для оценки потенциала нового насосного оборудования в условиях реальной эксплуатации нефтяных скважин. Стандартизированный подход к испытаниям обеспечивает получение надежных и сопоставимых результатов, которые могут быть использованы для принятия обоснованных решений о дальнейшем внедрении и использовании бесштанговых плунжерных насосов с гидромеханическим приводом в нефтедобыче.

В реальные добывающие скважины последовательно монтировались компоненты установок, испытанных ранее на стенд-скважине. А именно (см. схему рисунок 2.2): электродвигатель с блоком телеметрии, гидрозащита, редуктор, насос. При монтаже оборудования в скважину было проведено заполнение маслом внутренних полостей испытуемых узлов для удаления из них воздуха [57].

При дальнейшем спуске установок на требуемую глубину каждую НКТ заполняли водой для исключения осложнений при запуске.

Процедура испытаний включает в себя подготовительный этап – вывод на режим с отбором жидкости глушения, непосредственное проведение испытаний и последующий анализ накопленных данных. ОПИ проводятся в течение определенного времени (от 90 до 180 сут.), что позволяет достаточно полно оценить работу установки в различных режимах и условиях эксплуатации. В процессе испытаний особое внимание уделяется контролю с целью регулирования ключевых параметров работы насоса и скважины, таких как:

- расход электроэнергии;
- дебит жидкости;
- динамический уровень;
- давление и температура в скважине;
- фиксация аварийных остановок и последующего запуска;
- содержание воды (обводненность);
- динамограмма и другие важные показатели.

По завершении периода испытаний проводится комплексный анализ собранных данных с целью оценки эффективности работы насосов и технологии в целом. Полученные результаты позволяют сделать выводы о целесообразности внедрения новых насосов в дальнейшую промышленную эксплуатацию.

3.1.3 Оценка эффективности технологии

Ключевые аспекты анализа эффективности работы оборудования включают:

1. Показания расхода потребляемой электроэнергии: позволяют 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.

3.2. Основные принципы выбора скважин-кандидатов для промысловых исследований и испытаний

Из практики известно, что существуют и успешно применяются методики подбора глубинного насосного оборудования для различных скважин [53]. Данные методики основываются на более или менее адекватных моделях работы системы «пласт-скважина-насосная установка», которые разрабатываются как минимум насколько десятилетий.

В настоящей работе задача подбора скважин-кандидатов для новой установки, осуществляющей технологию бесштанговой добычи нефти

плунжерным насосом на малодебитном фонде, сводилась к несколько отличной от приведенной в предыдущем абзаце задачи.

Можно констатировать: имеются некоторые гидродинамические характеристики установок, определенные при проведении стендовых испытаний в заводских условиях. приведенных в главе 2.

При этом требуется ответить на вопрос: как технология, реализуемая установкой в той или иной компоновке, поведет себя на реальной скважине, где главным критерием успешности ее испытания будет максимальный срок наработки на отказ, либо увеличенный межремонтный период, в сравнении с уже применяющейся установкой и технологией.

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 [54,55]:

- 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.

Перед принятием решения о проведении ОПИ проводили научно-технические советы (НТС) соответствующих обществ, где были определены программы и методики промысловых испытаний наряду с критериями успешности.

На всех проведенных НТС было рекомендовано проводить испытания оборудования и технологии в условиях наиболее критичных для эксплуатации при достижении максимально требуемых сроков наработки на отказ, из соображений, что если установка отработает в самых тяжелых условиях, то ее применение в других признается неоспоримым.

Основываясь на приведенном принципе выбора скважин-кандидатов в работе были рекомендованы и проведены ОПИ на скважинах следующих 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/м^3·км.

ОПИ проводились на скважине, которая характеризуется значительной кривизной ствола, что приводит к частым обрывам штанг и, как следствие, к вынужденным остановкам добычи нефти. Инклинометрические данные экспериментальной скважины представлены рисунке 3.1.

Скважина с эксплуатационной колонной условным диаметром 146 мм относится к классу малодебитных, характеризуется умеренным газовым фактором и инклинометрическим отклонением. Профиль скважины состоит из четырёх интервалов, с участком набора кривизны на глубинах 100-200 м по истинной вертикальной глубине. Максимальная интенсивность набора кривизны составляет 2,7° на каждые 10 м, что является критическим значением для данного профиля [56]. Практическое применение штангового метода добычи на этой скважине сопровождается частыми обрывами штанг на глубинах около 100-200 м в зоне резкого изменения угла наклона на 24 град. В случае использования бесштанговой установки вероятность обрыва штанг исключается. При этом энергия, затрачиваемая на подъем продукции с глубины 1048 м (расположение бесштанговой установки), расходуется исключительно на перемещение плунжера насоса, поскольку отсутствует необходимость преодолевать силы трения.

TVD	Накл.	Азим.	Смещ.
0	0	0	0
100	10	285	5,3
200	24	304	30,3
300	23,3	302	70,6
400	22,3	301	109,7
500	20	298	145,8
600	18	297	178,4
700	16	296	203
800	13,3	297	233,4
900	12,3	298	255,9
1000	11,3	297	277,5
1100	9,3	296	295,9
1200	9	298	312,1
1300	8,45	302	327,6
1400	8,15	300	342,2
1500	8	300	356,3
1600	10	303	371
1700	8,15	306	387
1780	6	300	397

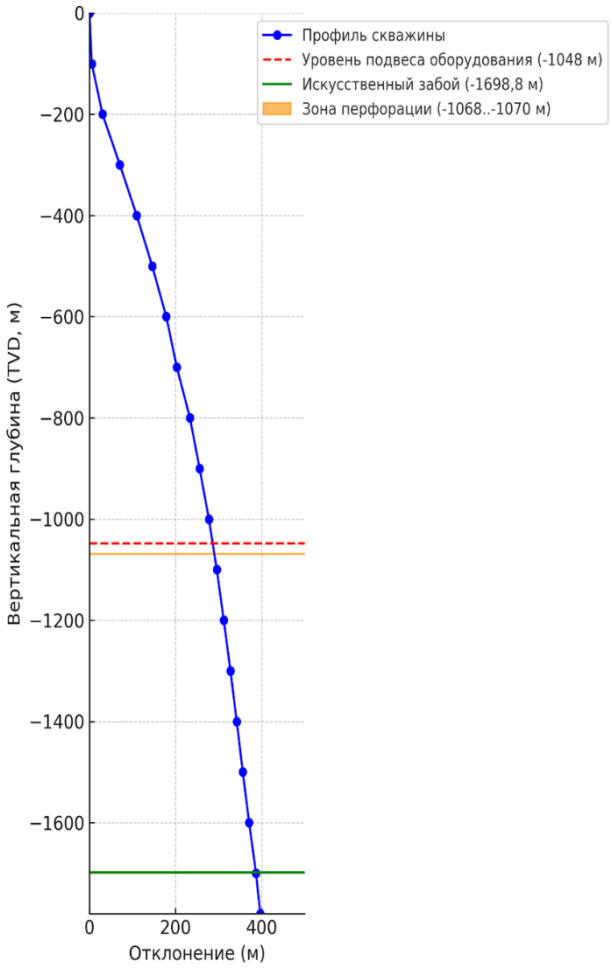


Рисунок. 3.1 Инклинометрические данные скважины

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 сут.

Опытно-промысловые испытания разработанной технологии на месторождении «Нефтяные Камни» в Каспийском море, проведены на типовой скважине, основные характеристики которой приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики скважины на месторождении «Нефтяные камни»

Параметр	Значение
Искусственный забой, м	957
Зона перфорации, м	952-943; 940-937
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168,3
Максимальное отклонение от вертикали на глубине 924 м, м	283
Максимальная кривизна ствола на глубине 760 м, град.	35˚
Ожидаемое пластовое давление, МПа	7
Суточный дебит скважиной продукции, м³	4-6
Обводненность в установившемся режиме, %	5-20
Газовый фактор, м³/м³	1800

Отличие морских скважин одной от другой состоит от качества скважинного флюида. Флюид морских скважин для добычи нефти отличается по составу от флюидов сухопутных скважин. В морских скважинах нефть может быть полностью или частично растворена в сжатом газе, образуя газонефтяную смесь. В сухопутных скважинах нефть обычно находится в чистом виде.

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 сут., удельное энергопотребление не более 15 кВт/м^3·км.

На месторождении «Пираллахи» в Каспийском море, проведены на типовой скважине с характеристиками, которые приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики скважины на месторождении «Пираллахи»

Параметр	Значение
Глубина спуска, м	753
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168,5
Максимальное отклонение от вертикали на глубине 824 м, м	166
Максимальная кривизна ствола на глубине 760 м, град.	28˚
Ожидаемое пластовое давление, МПа	4
Суточный дебит скважиной продукции, м³	2,5
Обводненность в установившемся режиме, %	97
Газовый фактор, м³/м³	150
Количество взвешенных частиц, не более мг/л	737
Количество взвешенных частиц, до мг/л	30000
Температура пластового флюида, °С	+34
Плотность пластового флюида, кг/м³	1005

Для добычи нефти из представленных морских скважин [86] используются следующие способы эксплуатации: газлифтный (Нефтяные камни) и насосный (Пираллихи) методы. Газлифтный метод предполагает опускание в скважину колонны из комплекта труб и подачу через них газа, что снижает плотность нефти и способствует её вытеснению на поверхность. Насосный метод использует различные типы насосов, например, электрические центробежные, глубинные штанговые или электроприводные винтовые, для подъёма нефти.

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.

Данная скважина имела самую большую глубину спуска из четырех скважин-кандидатов с характеристиками, которые приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристики скважины на Мегионском месторождении

Параметр	Значение
Глубина спуска, м	1660
Зона перфорации, м	2064-2082
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168,5
Максимальная кривизна ствола на глубине 1260 м, град.	28,55˚
Ожидаемое пластовое давление, МПа	145
Суточный дебит скважиной продукции, м3	14
Обводненность в установившемся режиме, %	87-97
Газовый фактор, $м^3/ м^3$	55
Температура пластового флюида, град. С	+66
Плотность пластового флюида, кг/м3	940

Особенности эксплуатации скважины Мегионского месторождения: значительные колебания влагосодержания продукции скважины (от 99 до 17 %), низкий коэффициент продуктивности (0,14 $м^3$/сут./атм), газовый фактор 55 $м^3/м^3$.

3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири

3.3.1 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Ромашкинского месторождения

Известно [50], что надёжность и работоспособность штанговой колонны напрямую зависит от профиля скважины. При эксплуатации УШГН в пространственно искривлённых стволах повышаются риски, связанные с обрывом или отворотом штанг, что приводит к срыву подачи скважинной продукции и аварийному останову добычи нефти. Указанные аварийные ситуации возникают в результате действия циклических факторов, вызванных силами трения штанги о колонну, изгибающими и крутящими моментами, обусловленными кривизной

профиля скважины, а также растягивающими нагрузками [58], воспринимаемыми штангами в момент изменения направления движения колонны.

Зависимость силы трения, воспринимаемой штангой от угла пространственного искривления ствола скважины, выглядит следующим образом:

$$P_{\text{тр}} = f \cdot \beta \cdot (P_{\text{ж}} + K_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ш}}) \quad (3.1)$$

где f – коэффициент трения штанги о трубу; β – угол пространственного искривления ствола; $P_{ж}$ – вес жидкости, Н; $K_{пл}$ – коэффициент плавучести штанги; $P_{ш}$ – вес штанги в воздухе, Н.

Эмпирически полученные результаты замеров на скважинах с различными инклинометрическими характеристиками [59] показывают количественное значение силы трения ($P_{тр}$) в диапазоне от 9 до 32 кН, то есть, помимо очевидных негативных последствий эксплуатации под воздействием данной силы, ведущей к истиранию штанг насосных установок и разрушению тела ствола скважины, имеются существенные энергетические потери на её преодоление, в отдельных случаях, при рассмотрении малодебитного сектора оборудования, увеличивающие потребляемую мощность насосной установки в 1,5-2,0 раза.

Экспериментально установленное максимальное значение крутящего момента напрямую не является критичным, (около 6 Н·м), при этом оно так же может стать осложняющим фактором при невнимательности во время монтажа колонны штанг, связанной с недостаточным моментом затяжки резьбовых соединений [50].

Очевидно, что в данном случае, новая концепция технологии с применением погружной плунжерной насосной установки, в составе которой отсутствуют глубинные штанги, исключает возникновение описанных выше негативных факторов и является вариантом технологии эксплуатации малодебитного фонда скважин без их использования. Не используется в данном случае и традиционный станок-качалка. Как было установлено более ранними исследованиями, работоспособность узлов установки практически не зависит от её пространственной ориентации и создаёт возможность для реализации освоения искривленных и горизонтально-направленных скважин. Исследовали

разработанную технологию на нефтяной скважине Ромашкинского месторождения, инклинометрические данные которой представлены в разделе 3.2. В нашем случае, при отсутствии глубинных штанг, события их обрыва исключаются. При этом энергия на подъем продукции из скважины с глубины 1048 м (место расположения бесштанговой установки) расходуется только на перемещение плунжера насоса, так как не требуется ее расход на преодоление силы трения. Производили, в частности, регистрацию характеристик по потребляемой мощности и развиваемому моменту привода установки в процессе испытаний новой погружной плунжерной насосной установки на режиме добычи 3,0-3,5 $м^3$ в сут. при 3-5% обводненности. Газовый фактор незначителен, его влиянием пренебрегли. Полученные данные приведены на рисунке 3.2.

Из предложенных к рассмотрению графиков видно, что электроэнергия в процессе добычи скважинного флюида в установившемся режиме потребляется циклически равномерно, стабильно по времени и без рывков. Из экспериментальных данных видно среднее значение – 1.75 кВт·ч.

По результатам регистрации параметров счетчика электроэнергии и расходомера поточного типа СКЖ-30 были получены данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите. Результаты приведены в таблицах 3.4, 3.5.

Таким образом, новая технология бесштанговой добычи нефти принципиально показала свою работоспособность в условиях эксплуатации в сильно искривленной скважине. Очевидно, что исключен срыв подачи скважинной продукции из-за обрыва штанг, при этом были продемонстрированы показатели энергопотребления на уровне 12-14 кВт на $м^3$ добываемой продукции в сутки. Ранее определенные параметры энергопотребления добычи нефти на той же скважине с теми же режимами традиционным способом добычи с УШГН с участием глубинных штанг и станка – качалки, составили значение 32,1 кВт на $м^3$ добываемой продукции в сутки.

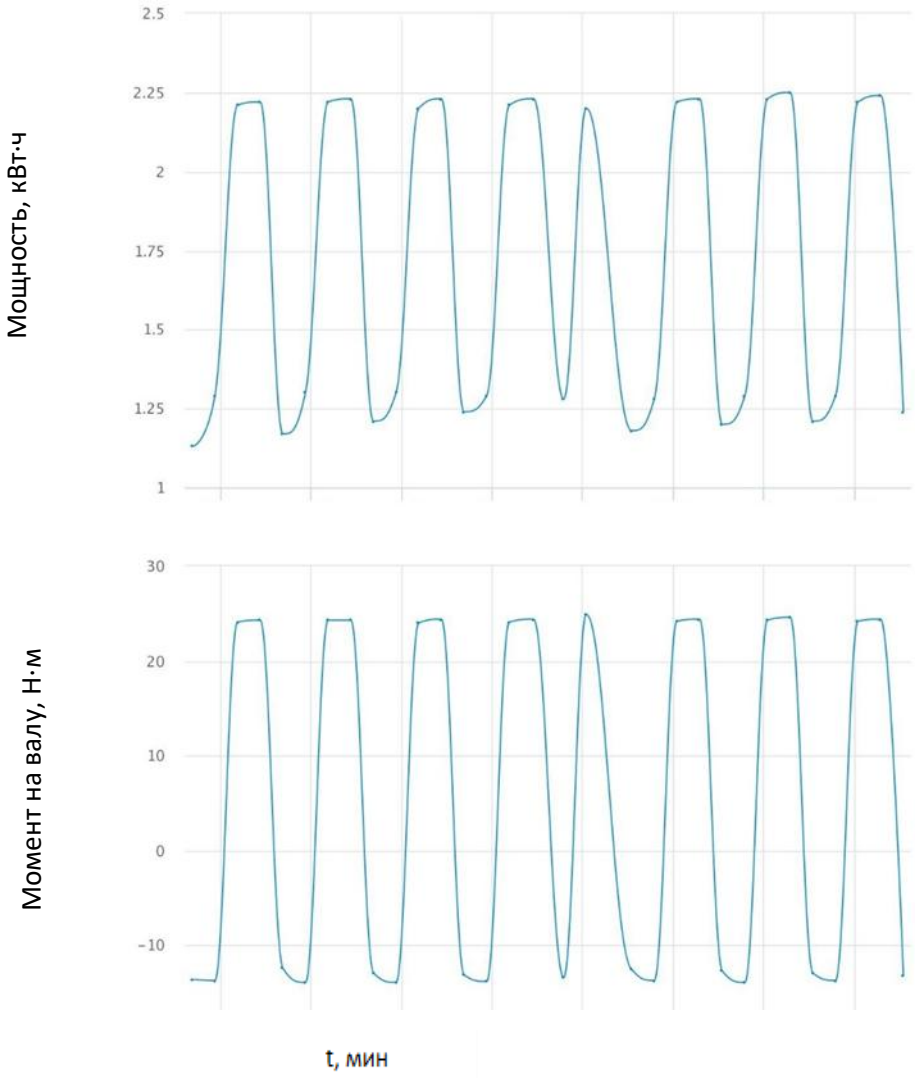


Рисунок 3.2 - Циклический график потребления электроэнергии и развиваемого момента приводом при работе в установившемся режиме

Таблица 3.4 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на первом этапе ОПИ на Ромашкинском месторождении

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*ч	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: ВНР – эксплуатация установки при выводе на режим, с необходимостью откачки жидкости глушения; Режим – начало и продолжение откачки скважинной жидкости.		

Таблица 3.5 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на втором этапе ОПИ на Ромашкинском месторождении

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*ч	Производительность насосной установки по жидкости, $м^3$/сут.
УШГН	14,0	4,0
ГМПР (ВНР)	3,7	4,2
ГМПР (режим)	3,0	3,5
Примечание: ВНР – эксплуатация установки при выводе на режим, с необходимостью откачки жидкости глушения; Режим – начало и продолжение откачки скважинной жидкости.		

Проведем анализ расчетных характеристик динамограмм при применении глубинных штанг в сравнении с бесштанговой технологией для сопоставимых условий на примере исследуемой скважины.

Главным исполнительным механизмом привода (ГМПР) является ролико-винтовая передача (РВП) [60]. Этот компонент установки состоит из вала со специальной резьбой и гайки (см. рисунок 1.7), который представляет из себя сборочный узел – внутри гайки вращаются по солнечной шестерне короткие ролики, имеющие с одной стороны зацепление с резьбой вала, а с другой стороны – с резьбой гайки и солнечной зубчатой передачей гайки.

Иными словами, РВП представляет собой вполне традиционную передачу типа «винт-гайка», но с нетрадиционными сателлитами – роликами вместо шариков, что позволяет за счет числа витков зацепления с валом увеличить динамическую грузоподъемность передачи. Параметры передачи – количество заходов резьбы, ее параметры рассчитываются на сверхвысокие динамические разнонаправленные осевые нагрузки и затем изготавливается по специальной технологии [61].

В нашем случае длина фактического перемещения гайки ($l_г$) составляет 1570 мм, скорость перемещения (число ходов – S, хода/мин) находим по формуле (3.2):

$$S = \frac{3600}{n \cdot l_г}, \qquad (3.2)$$

Для одного хода плунжера n =1 $\quad S = \frac{3600}{1570} = 2{,}29$

Для двойного хода плунжера n =2 $\quad S = \frac{3600}{2 \cdot 1570} = 1{,}15$

На основании стендовых испытаний применялся плунжерный насос с диаметром плунжера 38 мм. Для расчета вытесняемого объема (V) использовалась формула:

$$V = 0{,}785 \cdot d_{пл}^2 \cdot l_г\ , \qquad (3.3)$$

где $d_{пл}$ – диаметр плунжера, м; $l_г$ – длина фактического перемещения гайки, м.

$$V = 0{,}785 \cdot d_{пл}^2 \cdot l_г = 0785 \cdot 0{,}038^2 \cdot 1{,}57 = 0{,}0018 \text{ м}^2$$

Производительность плунжерного насоса (Q) определяется по выражению:

$$Q = 1440 \cdot\ S \cdot V, \qquad (3.4)$$

где Q - производительность плунжерного насоса, м^3/сут.; S – число ходов, ход /мин; V – вытесняемый объем жидкости при одном ходе плунжера, м^3.

Для двойного хода плунжера $Q = 1440 \cdot\ 1{,}15 \cdot 0{,}0018 = 3{,}08$ м^3/сут.

Для одного хода плунжера $Q = 1440 \cdot\ 2{,}295 \cdot 0{,}0018 = 6{,}15$ м^3/сут.

С другой стороны, общеизвестно [55], что теоретическая подача глубинного штангового насоса с приводом от станка-качалки рассчитывается по формуле (3.5):

$$Q_{шгн} = 1440 \cdot F_{пл} \cdot S_{шт} \cdot n\ , \qquad (3.5)$$

где $F_{пл}$ – площадь сечения плунжера, м^2; $S_{шт}$ – длина хода полированного штока, м; n – число качаний, раз/мин.

Например, для сечения плунжера ∅38 мм, длине хода полированного штока = 2,5 м, числе качаний 2,5 теоретическая подача в сутки составляет:

$$Q_{шгн} = 1440 \cdot 0785 \cdot 0{,}038^2 \cdot 2{,}5 \cdot 2{,}5 = 10{,}08 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

Однако для расчета реальной производительности УШГН необходимо теоретическую производительность умножить на коэффициент подачи насоса α, которая рассчитывается по формуле:

$$\alpha = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot \beta, \qquad (3.6)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий утечки в НКТ; K_2 –коэффициент, характеризующий изменение объема нефти, откачиваемой насосом, после ее дегазации на поверхности, и равный обратной величине объемного коэффициента пластовой нефти; K_3 – коэффициент, учитывающий утечки в насосе; $K_4 = \frac{S_{пл}}{l}$ – отношение длины хода плунжера к длине хода полированного штока, измереного на практической динамограмме и выраженного в мм; $\beta = \frac{S_{эф}}{S_{пл} \cdot (R_н + 1)}$, – коэффициент наполнения. (Sпл- длина хода плунжера, Sэф – длина хода плунжера эффективная с учетом степени заполнения цилиндра и зазоров; Rн – отношение объёма газа к объёму нефти в цилиндре при давлении нагнетания).

Для примера рассчитаем величину α,. Предположим, что в НКТ и насосе отсутствуют утечки, тогда $K_1 = K_3 = 1$, (коэффициент K_2 для девонских нефтей = 0,87).

При полном растворении газа $R_н = 0$, произведение $K_4 \cdot \beta$ приобретает вид:

$$K_4 \cdot \beta = \frac{S_{пл}}{l} \cdot \frac{S_{эф}}{S_{пл} \cdot (R_н + 1)} = \frac{S_{эф}}{l} \qquad (3.7)$$

Подставив выражение (3.4) в формулу (3.6), получим следующее выражение для определения коэффициента подачи α. :

$$\alpha = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot \frac{S_{эф}}{l} \qquad (3.8)$$

Для примера рассчитаем величину α, исходя из приведенной на рисунке 3.3 классической динамограммы (взята для примера) $\frac{S_{эф}}{l} = 0{,}5$. Предположим, что в НКТ и насосе отсутствуют утечки, тогда $K_1 = K_3 = 1$, коэффициент K_2 для девонских нефтей = 0,87. В этом случае коэффициент подачи α будет равен:

$$\alpha = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot \frac{S_{эф}}{l} = 1 \cdot 0{,}87 \cdot 1 \cdot 0{,}5 = 0{,}435$$

Следовательно, для рассчитанного выше примера 10,08 м^3/сут реальная производительность составит Qр.сут. = 10,08·0,435 = **4,4** м^3/сут.

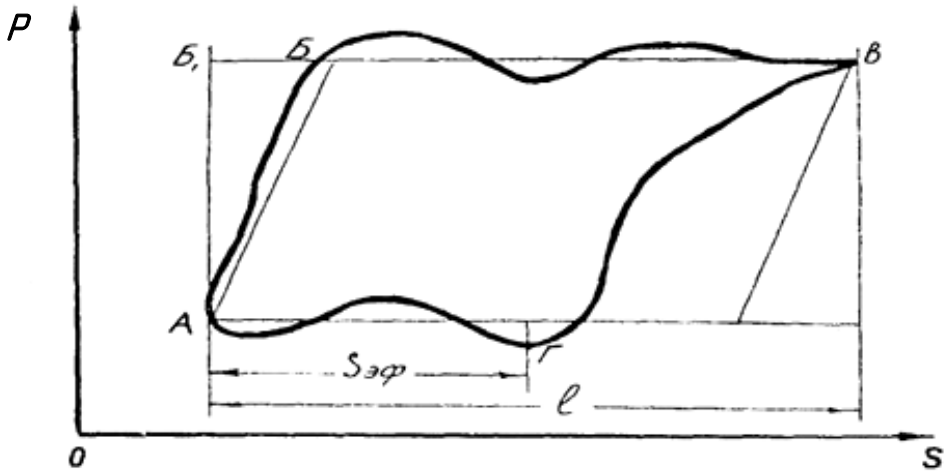


Рисунок 3.3 – Пример классической динамограммы УЩГН

Как видим, реальная производительность УШГН много меньше теоретической производительности насоса.

В случае насосной установки с ГМПР реальная производительность также будет отличаться от теоретической, однако ввиду следующих преимуществ:

1. Длина штокового привода насоса около 6…7 м. вместо длины колонны насосных штанг около 1040 м для данной скважины.
2. Большей продольной жесткости привода, т.е. отсутствию значительных участков АБ и ВГ (см. диаграмму ниже).

Динамограмма для насосной установки с ГМПР представлена на рисунке 3.4.

Согласно диаграммы на рисунке 3.4, величина $\frac{S_{эф}}{l}$ ~ 95/110 ~ 0,86, тогда реальная производительность для установки с ГМПР будет:

Qр.сут. = 6,15·0,86 = **5,29** м^3/сут,

Таким образом, выигрыш в производительности установки более 20%. При этом налицо экономия электроэнергии, минимальная металлоемкость и отсутствие срывов подачи по причине обрыва штаг.

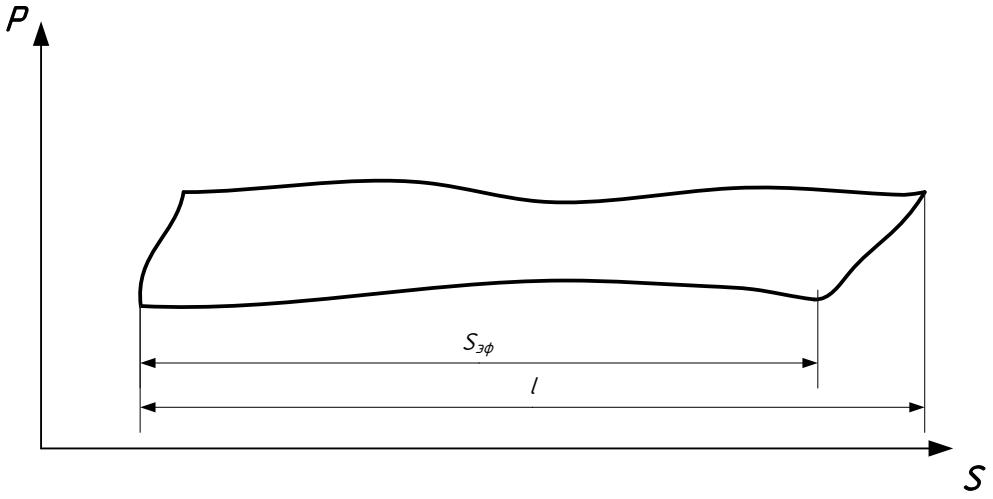


Рисунок 3.4 – Пример динамограммы для насосной установки с ГМПР

Полученные данные хорошо коррелируют с вышеприведёнными данными об увеличении потребляемой мощности насосной установки в 1,5-2,0 раза из-за использования штанг и их трения о стенки ствола скважины.

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 3.5 приведена динамограмма плунжерной насосной установки с гидромеханическим погружным редуктором (ГМПР), полученная в ходе опытно-промышленных испытаний на скважине Ромашкинского месторождения.

На рисунке выделены типичные особенности и фазы работы объемного насоса, описание которых приведены в таблице 3.6.

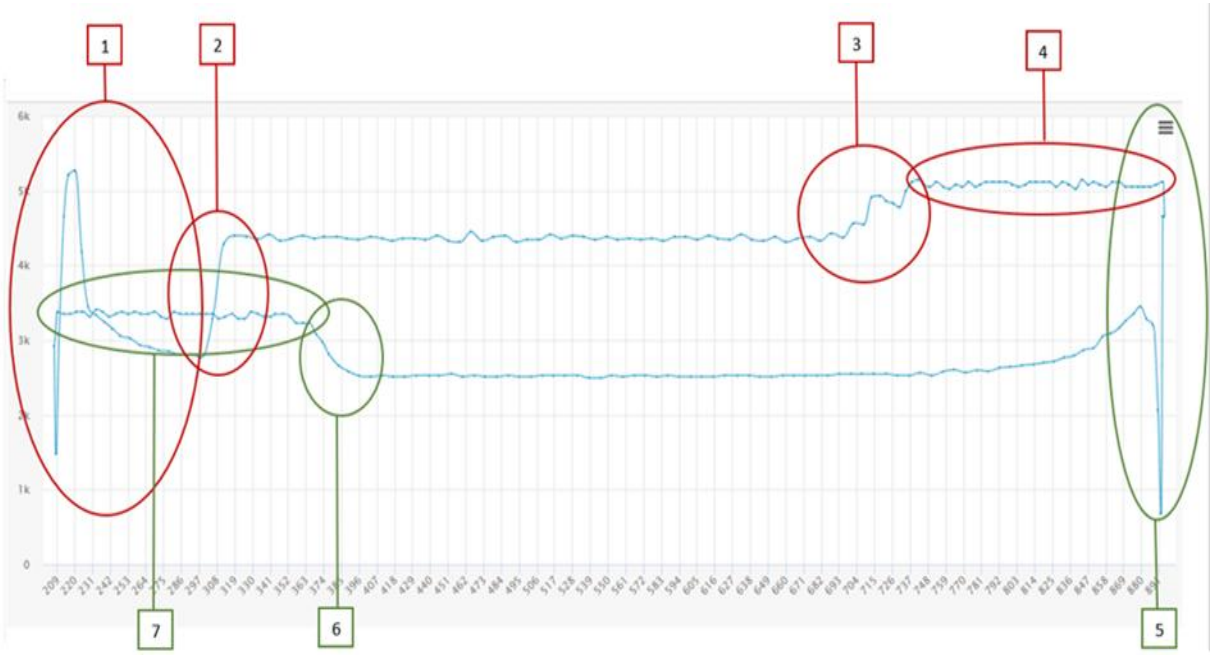


Рисунок 3.5 — Динамограмма при работе на исследуемой скважине с обозначением зон оценки коэффициента подачи

Таблица 3.6 – Интерпретация динамограммы работы БСДН 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

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 (рис.унок 3.5), 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.

3.3.2 Интерпретация результатов опытно промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважинах месторождений Нефтяные Камни и Пираллахи

Проверку параметров установки и технологии бесштанговой добычи испытывали на осложненных скважинах Каспийского моря, параметры которых представлены в разделе 3.2.1.

Основной осложняющий фактор данных скважин – механические примеси – представляют собой твердые частицы, находящиеся в жидкости, которая перекачивается насосом. Они могут иметь различный размер и форму, но обычно представляют собой песок, глину, ил и другие частицы, которые могут засорить фильтры и клапаны насоса, уменьшить его производительность и привести к снижению эффективности работы системы.

Скважины-кандидаты данных месторождений осложнены: Нефтяные камни – повышенным газовым фактором [51], а месторождения Пираллахи – механическими примесями в виде иловых отложений [76]. Иловые отложения в

пластах флюида наряду с глиной и песком, могут оказывать серьезное влияние на применяемое оборудование данных морских месторождений. Они приводят к снижению производительности скважин, ухудшению качества нефти и увеличению затрат на ее добычу. Кроме того, иловые отложения могут ухудшить экологическую ситуацию в регионе, так как содержат в себе различные химические вещества и микроорганизмы.

Чтобы избежать негативных последствий, необходимо проводить регулярную диагностику и очистку пластов от иловых отложений. Также необходимо использовать современное оборудование и технологии для добычи нефти, которые позволят минимизировать влияние иловых отложений на процесс добычи.

Глинистые пропластки [76] представляют собой участки в нефтяных пластах, содержащие глину. Они могут быть как отдельными пластами, так и прослойками между более продуктивными частями пласта. Эти пласты имеют низкую проницаемость, что может приводить к снижению добычи нефти из пласта. Однако, глинистые прослойки также могут служить в качестве барьера для воды, что увеличивает добычу нефти.

Эксплуатация скважин с новым оборудованием осуществлялась в режиме освоения после длительного (около года) простоя, с очисткой призабойной зоны от мелкодисперсных иловых отложений в смеси с механическими примесями в виде морского песка на работающую насосную установку. Продукция скважины представлена пластовым флюидом, состоящим из углеводородных соединений и воды плотностью 1005 кг/м3, влагосодержание 80-99,7%, количество взвешенных частиц не более 737 мг/л при температуре пластового флюида +34° С.

Освоение скважины вели этой же экспериментальной установкой после ремонтных работ, связанных с частым, практически еженедельным, заклиниванием штангового плунжерного насоса, приводимого станком-качалкой.

Основные этапы освоения экспериментальных скважин включали следующие мероприятия:

- подготовка скважины, промывка морской водой от остатков нефти и других загрязнений;

- проверка состояния оборудования и трубопроводов на предмет герметичности;

- монтаж нового бесштангового оборудования (рисунок 3.13) на требуемую глубину спуска;

- очищение ПЗП скважины от остаточных загрязнений самим новым насосом после его запуска;

- непрерывный мониторинг работы скважины по технологическим параметрам.

По итогам запуска и мониторинга параметров вывода скважины на режим (BHP) был разработан план дальнейшего подбора оптимального режима эксплуатации скважины.

Он состоял в следующем:

- ежесуточный отбор и контроль скважинной пробы на наличие мех примесей;

- непрерывный замер дебита, потребления электроэнергии, крутящего момента, давления на приеме насоса, его температуры, скорости вращения двигателя;

- при критическом выбросе или накапливании механических примесей, которые определялись по значению крутящего момента на валу ПЭД, применяли промывку скважин по затрубу морской водой, после чего продолжали эксплуатацию установки в заданном режиме.

Указанные выше мероприятия позволили избежать заклинивания насоса, срывов подачи скважинной продукции, предупреждения осложнений при работе оборудования (рисунок 3.6).

На середину сентября 2023 года удалость достигнуть увеличения срока эксплуатации в 90 суток. Фактическая наработка составила более 100 суток. Остановка работы произведена по приказу генерального директора ПО «Азнефть» (входит в ГНКАР «SOCAR»), в связи с достижением целевой наработки на отказ,

что по сравнению со штанговыми системами добычи на подобных скважинах составляет период в 15-30 сут.

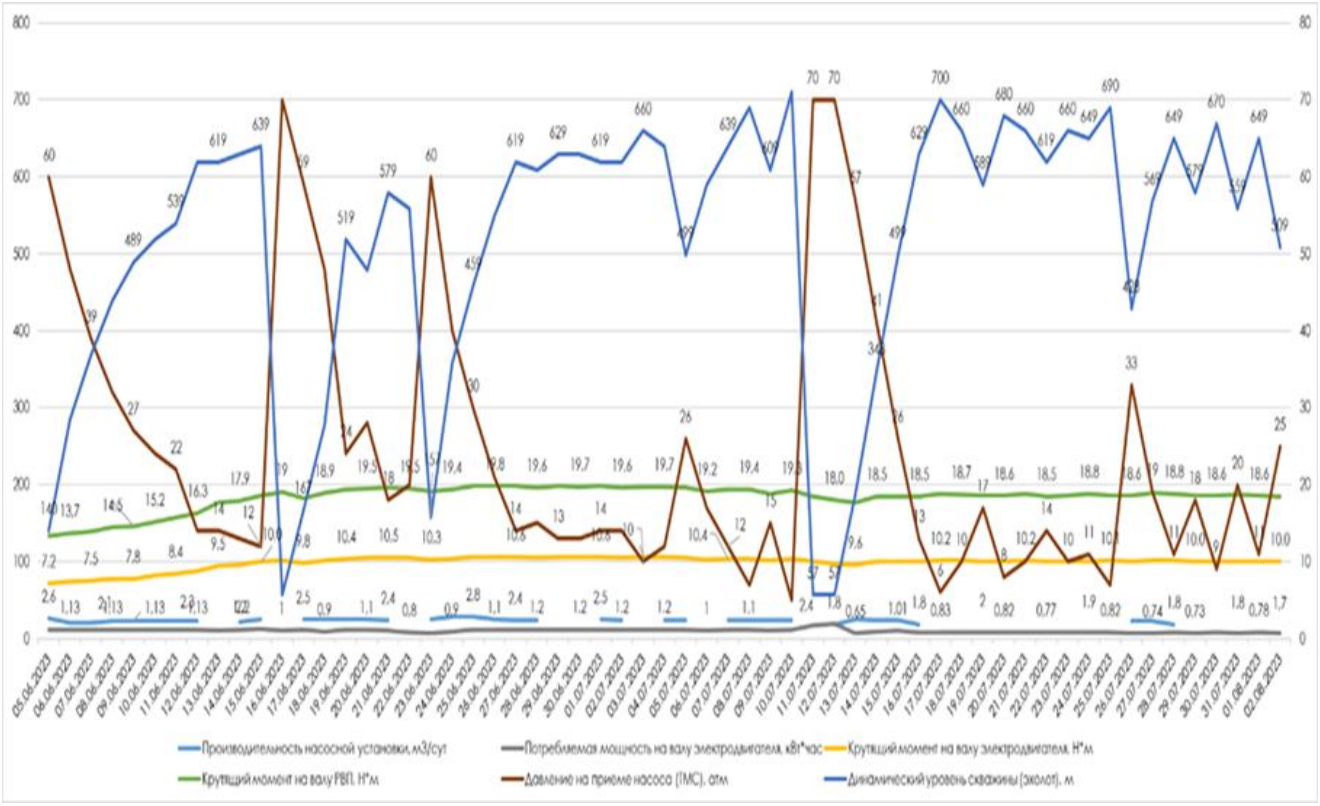


Рисунок 3.6. - Основные параметры работы установки на Каспии.

Важной особенностью примененных режимов добычи в данном случае является то, что при залповых выбросах из пласта илово-глинистой субстанции – эмульсии, установку переводили в режим «стряхивания», заключающимся в резком изменении скорости вращения двигателя и реверсировании хода плунжера на более коротких ходах. Иными словами: уменьшение скорости вращения двигателя приводит к снижению количества двойных ходов плунжера насоса и механические примеси и частички иловых отложений перерастают притягиваться к внешним фильтрующим элементам, что отчасти способствует освобождению фильтрующих ячеек. После режима «стряхивания» применяли промывку по затрубу морской водой. Данные технологические приемы позволяли производить добычу без проведения подъема установки из скважины.

Последующее увеличение скорости вращения двигателя до номинального переводит установку в установившийся режим и вновь создает необходимую подачу продукции.

Данный прием приводил с снижению давления с последующим его выводом на прежнее номинальное значение эксплуатации (рисунок 3.7.).

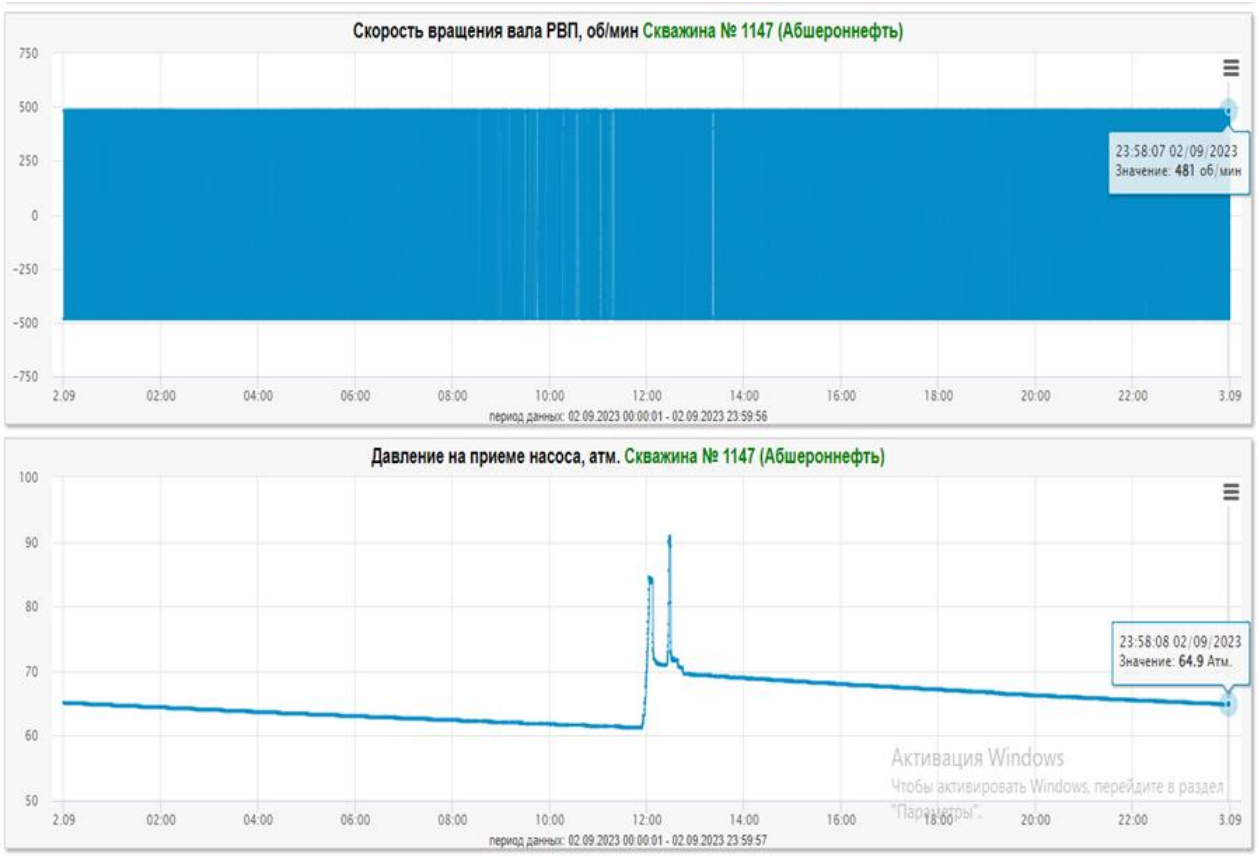


Рисунок 3.7. Онлайн диаграмма роста давления из-за процесса накопления механических примесей и применения режима «стряхивания»

На следующем рисунке 3.8 приводится типичная динамограмма работы установки на исследуемой скважине месторождения Пираллахи. Результаты метода визуального анализа динамограмм приведены в таблице 3.7.

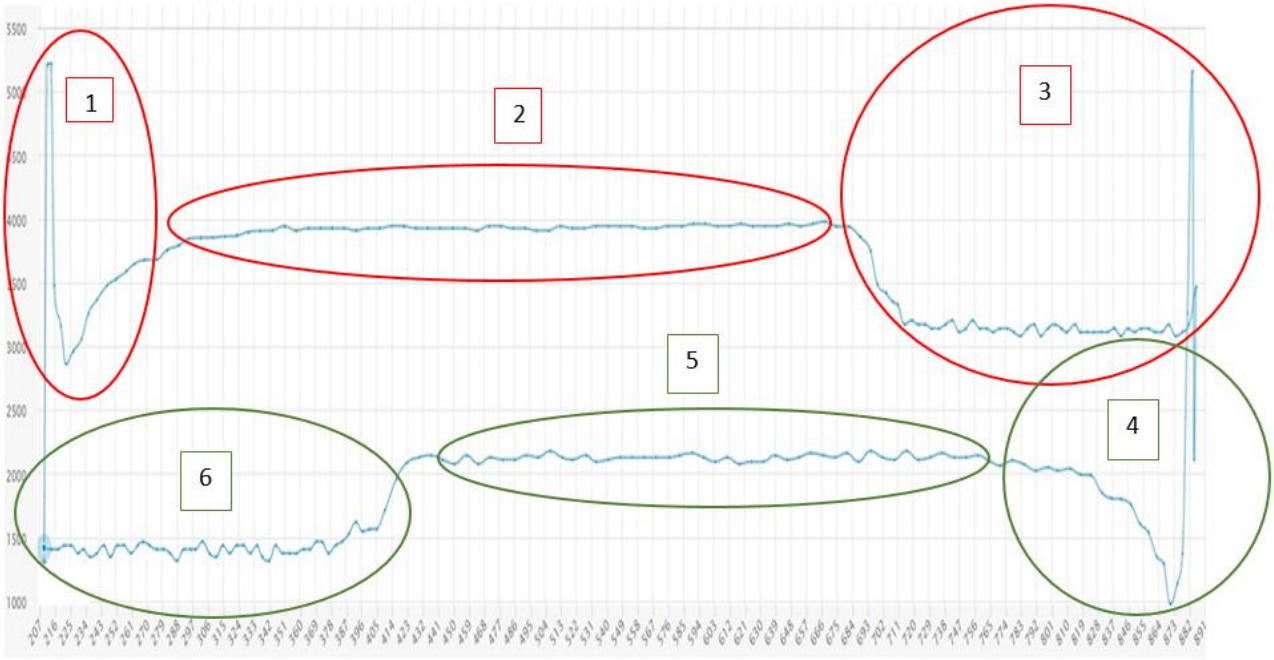


Рисунок 3.8. Типовая динамограмма работы установки
в скважине месторождения Пираллахи .

Таблица 3.7. – Интерпретация динамограммы работы БСДН по фазам и зонам во время ОПИ на месторождении Пираллахи

Фаза	Зона	Описание
Нагнетание	1	Незначительные газовые включения, влияние на подачу минимальное.
	2	Полное заполнение цилиндра, стабильная нагрузка, номинальный режим.
	3	Плавный контакт с верхним демпфером, ударные нагрузки отсутствуют.
Реверс	4	Равномерное увеличение нагрузки, корректная работа клапанов, гидроудары отсутствуют.
	5	Пульсации невыраженные, соответствуют высокому коэффициенту подачи.
	6	Мягкий контакт с нижним демпфером, механические сопротивления минимальны.

Анализируя характер режима работы на данной скважине, можно констатировать, что при выходе на рабочий режим быстродействие привода не

позволяет сохранять длительно большую нагрузку и не способствует отложению механических примесей в малых зазорах, а пульсации и ступенчатые изменения нагрузки отражают большое содержание механических примесей и их перераспределение в объёме флюида при сокращении расстояния примерно на 1/3 перед соответствующей сменой хода плунжера.

Основываясь на полученных экспериментальных данных по потребляемой мощности, можно сказать о резком снижении этого параметра. Удалось снизить потребляемую установкой мощность с 4-5 кВт до 0.4-0,8 кВт. Экспериментальные данные который приводятся ниже в таблицах 3.8 и 3.9.

Таблица 3.8 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на первом этапе ОПИ на месторождении «Нефтяные камни» (Азербайджан)

Вид привода насоса	Потребляемая мощность, кВт*ч	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.		

Таблица 3.9 – Данные по удельному расходу электроэнергии при зарегистрированном дебите на втором этапе ОПИ на месторождении «Пираллахи» (Азербайджан)

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

Более детально достигнутые критерии эффективности по ОПИ, проведенным на месторождении Пираллахи приведены в приложении в акте №6 об окончании ОПИ насосной установки с ГМПР от 12.09.2023.

3.3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Мегионского месторождения

Основной осложняющий фактор данной скважины - малый приток, что приводит к эксплуатации данной скважины в периодическом режиме: отбор-накопление, что в свою очередь способствует повышению обводненности продукции скважины [77].

Эксплуатация скважины с новым оборудованием осуществлялась в режиме освоения после замены работавшей на этой скважине установки УЭЦН-80-1650 общепринятого исполнения [77,78]

Освоение скважины вели экспериментальной установкой после ремонтных работ, связанных с демонтажем УЭЦН и монтажом на его место установки с ГМПР.

Основные этапы освоения и вывода на режим включали следующие мероприятия:

- подготовка скважины, промывка пресной водой от остатков нефти и других загрязнений, глушение;
- проверка состояния оборудования и трубопроводов на предмет герметичности;
- монтаж нового бесштангового оборудования на требуемую глубину спуска;
- непрерывный мониторинг работы скважины по технологическим параметрам.

По итогам запуска и мониторинга параметров вывода скважины на режим (ВНР) был разработан план дальнейшего подбора оптимального режима эксплуатации скважины.

Он состоял в следующем:

- Еженедельный отбор и контроль скважинной пробы на наличие содержание обводненнсти и механических примесей. Данная скважина имеет тенденцию к выносу остаточного проппанта, закачанного ранее при ГРП.

- Непрерывный замер дебита, потребления электроэнергии, крутящего момента, давления на приеме насоса, его температуры, скорости вращения двигателя.

- При критическом выбросе проппанта или накапливании иных механических примесей, который определялся по значению крутящего момента на валу ПЭД, применяли режим «стряхивания», описанный в разделе 3.2., при этом промывка скважины по затрубу не требовалась, после чего продолжали эксплуатацию установки в заданном режиме.

Указанные выше мероприятия позволили избежать заклинивания насоса, срывов подачи скважинной продукции, предупреждения осложнений при работе оборудования. В период проведения испытаний обслуживание оборудования не требовалось.

На рисунке 3.9 приведены основные параметры работы установки на протяжении 180 суток достигнутые при эксплуатации скважины Мегионского месторождения.

При эксплуатации УЭЦН с фактическим дебитом 13 $м^3$/сут., с потреблением электроэнергии 186 кВт·ч/сут., показатели по энергопотреблению составили – 14,31кВт·ч. При эксплуатации плунжерного насоса, с учётом фактического дебита, замеряемого в АГЗУ на КП 3,6 $м^3$/сут., с потреблением электроэнергии 40,06 кВт·ч/сут., показатели по энергопотреблению составили – 10,20 кВт·ч.

Безотказная эксплуатация с даты последнего монтажа 27.03.2024 плунжерного насоса с ГМПР на скважине Мегионского месторождения составила 180 сут.

Ниже в таблице 3.10 приводится выкопировка из режима работы скважины за недельный период.

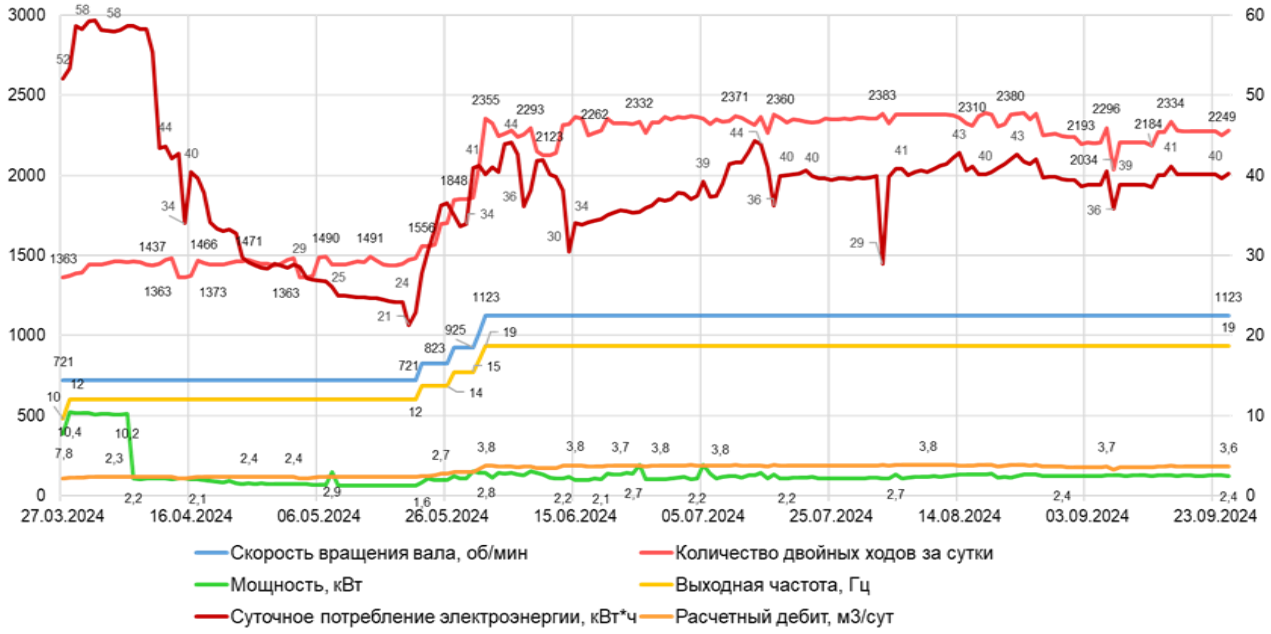


Рисунок 3.9. - Основные параметры работы установки на протяжении 180 суток.

Здесь легко заметить, что наименьшие и оптимальные значения находятся в интервале значения дебита от 3 до 4 м³/сут. Данный интервал был выбран для эксплуатации в установившемся режиме.

При получении экспериментальных данных об оптимальном значении энергоэффективности (кВт•ч•м³/км) от значения производительности установки строили данную зависимость для различных значений дебита (рисунок 3.10).

Таблица 3.10 - Параметры работы скважины в установившемся режиме.

Дата замера	Суточное потребление электроэнергии, кВт·ч	Дебит по СУ / Дебит по АГЗУ, м³/сут.	Расчетное количество ходов за 1 мин., ход/мин.	Количество двойных ходов за сут., ход/сут.
11.08.2024	41,20	3,73 / 3,6	1,65	2377
10.08.2024	40,80	3,73 / 3,6	1,65	2379
09.08.2024	40,40	3,72 / 3,5	1,65	2377
08.08.2024	40,60	3,74 / 3,6	1,65	2377
07.08.2024	40,40	3,76 / 3,5	1,65	2379
06.08.2024	40,00	3,76 / 3,6	1,65	2377

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 3.11.

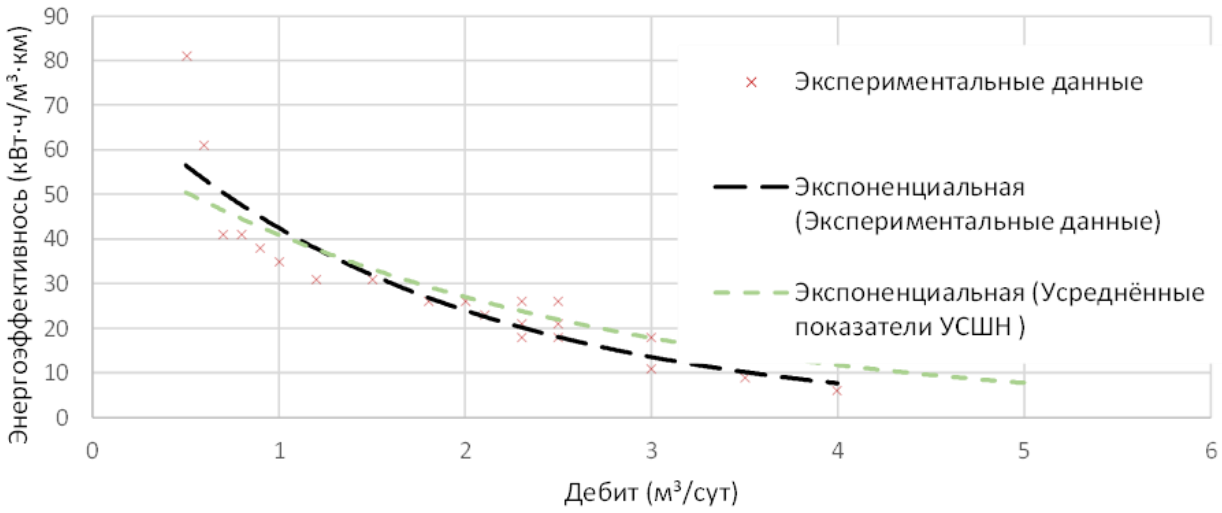


Рисунок 3.10 - Зависимость энергоэффективности от дебита экспериментальной установки

Таблица 3.11 – 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

Исходя из этих значений видно, что при полугодовой эксплуатации скважины-кандидата в режиме постоянного отбора обводненность ее снизилась, что привело к повышению уровня добычи нефти. Скважина из высоко обводнённой преобразовалась в практически нефтяную.

В ходе эксплуатации системы опытной насосной установки на динамограмме (рисунок 3.11) регистрировался крутой фронт на цикле нагнетания флюида плунжерным насосом и сокращение времени хода штока на цикле всасывания и характеризуется разрывом линии нагрузки.

Интерпретация динамограммы работы СБДН по фазам и зонам во время ОПИ на Мегионском месторождении представлена в таблице 3.12.

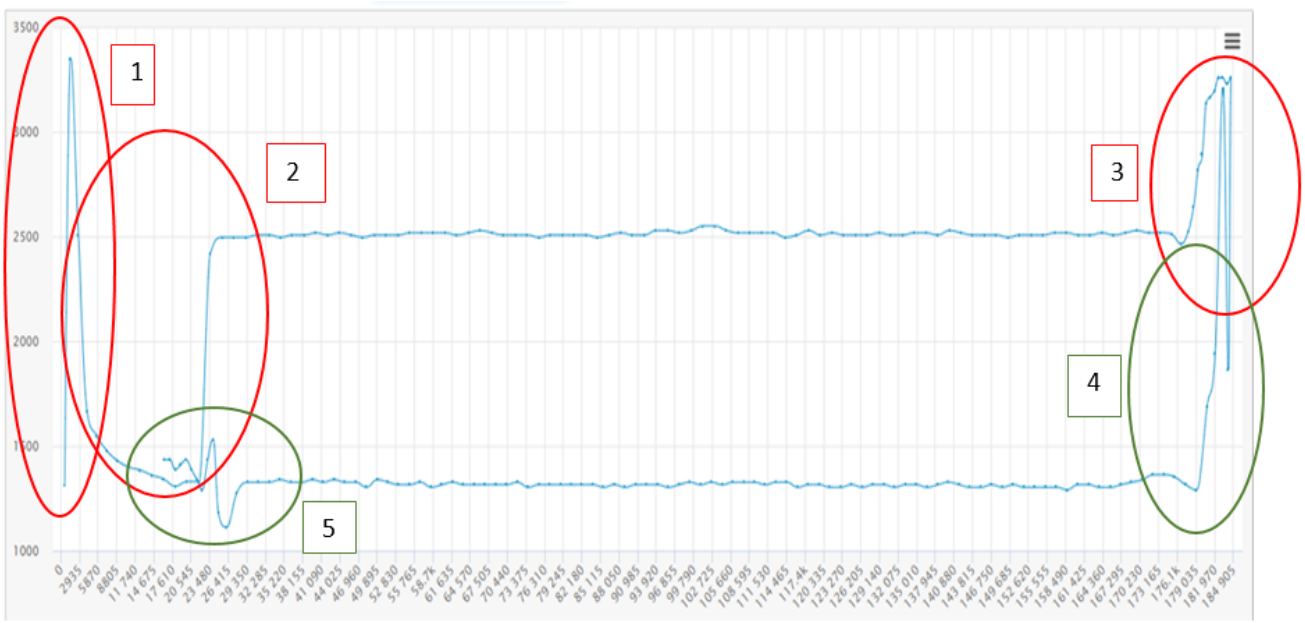


Рисунок 3.11 - Типовая диаграмма работы установки
в скважине Мегионского месторождения

Таблица 3.12. – Интерпретация динамограммы работы СБДН по фазам и зонам во время ОПИ на Мегионском месторождении

Фаза	Зона	Описание
Нагнетание	1	Быстрый набор нагрузки, заполнение цилиндра полное, газовых пробок нет.
	2	Кратковременный провал — вероятно задержка нагнетательного клапана или единичный проскок газа.
	3	Существенный рост нагрузки — признак жёсткой работы верхнего демпфера и инерционных перегрузок.
Реверс	4	Равномерное стабильное снижение нагрузки.
	5	Пульсации минимальны, мягкий контакт с нижним демпфером.

Общее измеренное среднее время хода плунжера насоса в одну сторону составляет около 18,5-19,0 сек.

Причем легко заметить, что время перехода от рабочего хода на реверс примерно в два раза больше обратного процесса и составляет 2.7 и 1.3 секунды. Выход на рабочий ход с некоторым провалом по нагрузке связан с наличием свободного газа, а некоторое увеличение нагрузки при смене хода может быть связано с пульсацией клапанной пары при уменьшении флюида в рабочей полости насоса. Между тем, резкий фронт нагрузки здесь также свидетельствует об отсутствии реактивного момента, что характерно для всех динамограмм на испытуемых скважинах.

Выводы к главе 3

1. Приведенное выше краткое описание приведенных параметров скважин для ОПИ показывает, что основные осложняющие условия для испытания новой технологии учтены, а именно:

- критическая кривизна ствола скважины;
- образование водонефтяной эмульсии с высокой динамической вязкостью;
- повышенное газосодержащие откачиваемой продукции;
- крайне низкое пластовое давление;

- присутствие механических примесей в скважинном флюиде и периодический их залповый вынос;

- недостаточный приток при работе в периодическом режиме;

- повышенная температура пластового флюида.

3..2. Методика визуального анализа динамограмм позволяет сравнить объём теоретического вытесняемого жидкости за ход и фактически достигнутой производительности. Это дает возможность определить коэффициент подачи установки, как отношение реального объёма перекачанной жидкости к теоретическому объёму, соответствующему полному циклу движения плунжера. 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.

3. Из всего многообразия возможных критериев успешности выделены главные, которые представлены в таблице 3.13.

Таблица 3.13. – 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, сут.	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

Из приведенных выше параметров скважин можно заметить, что по глубине спуска 1660 м скважина Мегионского месторождения имеет самую большую величину этого параметра. 1048 м~~етров~~ – 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.

Отсюда делается вывод, о том, что чем больше глубина спуска, тем сложнее обеспечивается напор и тем приоритетнее является применение новой установки и технологии добычи нефти, что хорошо согласуется с [55,74,75].

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ПОДБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ И ОСЛАЖНЕННОМ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.

4.1. Описание принятой в эксплуатацию насосной установки бесштанговой добычи нефти

Основываясь на описании выше приведенных результатов комплекса конструкторско-технологических, исследовательских работ и испытаний выявлено, что ключевым элементом системы бесштанговой добычи нефти (СБДН) является насосная установка с ГМПР, предназначенная для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин – смеси нефти, попутной воды и нефтяного газа максимальной плотностью до 1500 кг/м^3.

Определена итоговая компоновка установки, которая планируется к дальнейшим более расширенным испытаниям в таких компаниях как: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (входит в ПАО «НК Роснефть») , АО «Самаранефтегаз», (входит а ПОА «НК Роснефть») ПАО «Газпромнефть» (добывающие общества: ООО «ГНП Заполярье», ООО «Месояханефтегаз». Компоновка насосной установки приведена на рисунке 4.1.

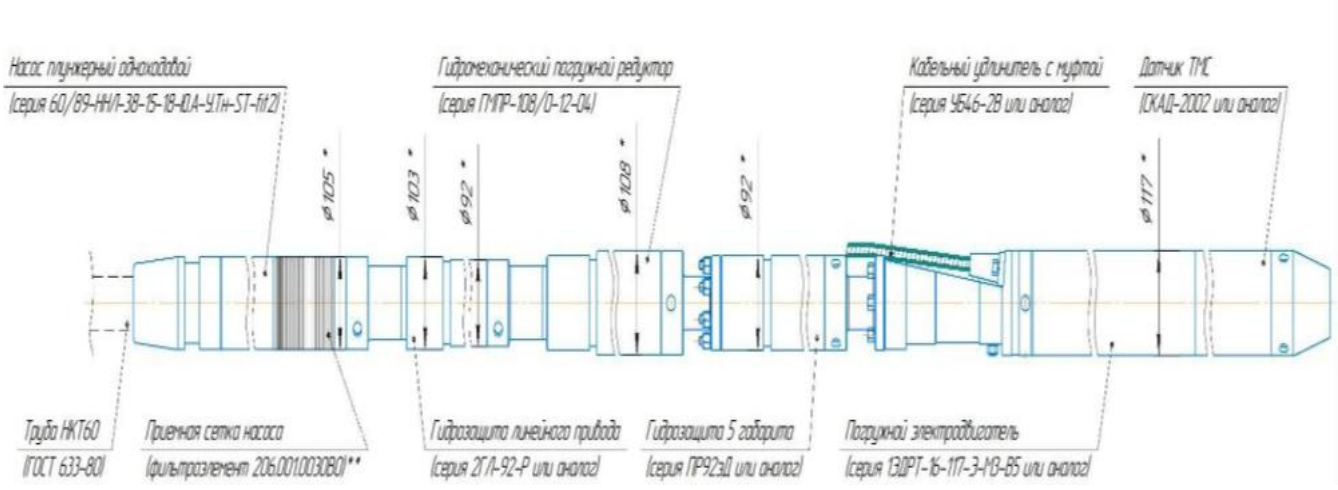


Рисунок.4.1. Итоговая компоновка установки.

В состав системы бесштанговой добычи нефти входят:

1. Насос плунжерный одностороннего действия 60/89-ННЛ-Х-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-fit2 или 73-ННЛ-Х-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-fit2 (определяется при заказе), где Х = 27, 32, 38, 44, 57 – диаметр плунжера.

2. Гидрозащита линейного привода типа 1ГЛ-92-Р (для гидромеханического погружного редуктора).

3. Гидромеханический погружной редуктор ГМПР2 00.00.000 на основе РВП с шагом резьбы 5/10 мм.

4. Гидрозащита типа ПР92эД (для погружного электродвигателя).

5. Электродвигатель 1ЭДРТ-Х-117-Э-М-В5 (определяется при заказе, в зависимости от типоразмера насоса и исполнения ГМПР), где Х = 16, 22, 28, 32, 45 мощность двигателя.

6. Кабельный удлинитель УБ46-2В (230) КПБП 3х13 мм^2 длиной 30 м.

7. Погружной блок ЭЛЕКТОН-ТМСП-12-У-40-117-ПУ-1-К1.

8. Интеллектуальная станция управления VFD-OSA-22-XXSRP20E (с фильтром синусоидальным, наземным блоком Электон-ТМСН-12-У и системой дистанционного мониторинга).

9. Масло гидравлическое Gazpromneft Hydraulic HVLP-32, в объеме 30 л;

10. Масло электроизоляционное МДПН-С, в объеме 10 л;

11. ЗиП для монтажа;

12. Комплект эксплуатационной документации.

4.2 Сравнение системы бесштанговой добычи нефти с традиционными механизированными способами добычи

Предлагаются следующие направления внедрения системы бесштанговой добычи нефти (СБДН):

1. Замена станков-качалок на старых месторождениях;

2. Замена установок ЭЦН, работающих в периодическом режиме на малодебитных скважинах с глубиной погружения до 2500 м и более.

Сравнивая известные методы (технологии) добычи на МДС можно заключить следующее:

СБДН при всех прочих равных условия является объемной машиной, которая способна работать в режиме растворенного газа (при соответствующем подборе глубины спуска установки), с повышенным выносом механических примесей, различной обводненностью. Иными словами работает – как шприц: что входит в насос, то и выходит. Помимо этого, на работу СБДН не влияет кривизна скважин.

Сличая технологии по КПД, также можно констатировать, что УШГН со станком-качалкой развивает КПД в 1,5 раза, а УЭЦН 2,5 раза меньше, по сравнению с СБДН что не может не сказаться на эффективности ее применения.

Так при одинаковой глубине спуска энергопотребление снижается как минимум на 1,5 – 2,0 раза, что позволяет достигать существенной экономии затрат на электроэнергию.

Например: при ОПИ на Мегионском месторождении подтверждена экономия энергозатрат в 66 тыс. руб. в год, что при целевом фонде малодебитных скважин в данном обществе прогнозно может составить более 165 млн. руб. в год.

При проведении опытно-промышленных испытаний сформировались следующие пункты преимущества применения системы бесштанговой добычи нефти (СБДН) перед УШГН и УЭЦН.

1. Отсутствует необходимость в переустройстве нефтяной скважины под предлагаемую технологию, сокращаются расходы по техническому обслуживанию (отсутствие СК более не требует операций –подгонка, замена шкивов, ремней и сальников, применение тяжелой крановой техники и пр.).

2. Повышается коэффициент наполнения цилиндра насоса до 100%, увеличивается эффективность добычи нефти за счет создания малой постоянной депрессии на пласт, снижается уровень энергопотребления, в сравнении с УШГН и ЭЦН двигатель имеет малый пусковой ток.

3. Двигатель компаундированный асинхронный меняет направление вращения при прохождении от нижней до верхней мертвой точки и наоборот.

4. Применение систем погружной телеметрии с оперативным выводом полной информации на пульт диспетчера с возможностью контроля всех основных параметров скважины (давление, температура, дебит).

5. Перевод скважин с периодического на постоянный режим работы.

6. Эксплуатация скважин с высоким содержанием ароматических углеводородов, с повышенным содержанием газа и механических примесей. Достигнутая глубина спуска 2500 м при дебите от 3 до 12 $м^3$.

7. Газ перепускается через газоотводные трубки.

8. Клапаны насоса подпружинены, в связи с чем кривизна скважины не оказывает влияние на режим эксплуатации.

9. Уникальный гидромеханический привод с высоким классом энергоэффективности и КПД.

10. Встроенное ПО с системой дистанционного мониторинга и регулирования добычи в режиме онлайн.

11. Контроль и непрерывная регистрация параметров работы установки посредством системы дистанционного мониторинга: потребляемая мощность, частота, нагрузка на валу ЭД, температура, давление на приеме насоса, динамограмма, количество двойных ходов, заполнение насоса, дебит.

12. Наличие систем автоматического запуска в случае аварийных остановок и в случае выброса мех. примесей, предотвращение заклинивания насоса.

13. ПО с алгоритмом, который отслеживает работу установки более чем по 15-ти параметрам (см. п. 9) и в случае определения возможности наступающей остановки, программа самостоятельно меняет режим работы, либо: снижая отбор путем снижения оборотов двигателя, включение реверса при повышении нагрузки на валу, включение режима стряхивания с уменьшением длины хода плунжера с остановкой в среднем положении, полного отключения с дальнейшим запуском противоходом, предупреждая о необходимости промывки через затруб и пр.

4.3 Область применения в зависимости от осложнений (малодебитные, кривизна, мех. примеси) на основе ОПИ

На основании полученных результатов в процессе испытаний оборудования была проведена систематизация параметров, позволивших определить критерии применения БСДН на основе РВП.

В основу критериев положены такие параметры, как: глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит, рекомендованный для оптимальной эксплуатации (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Сравнение технических характеристик плунжерных насосов

Диаметр плунжера насоса	мм	27	32	38	44	57
Высота подъема жидкости, не более	м	2500	2500	2000-2500	1900-2500	1200-2500
- при комплектации ПЭД 16-117	м	2500	2500	2000	1900	1200
- при комплектации ПЭД 22-117	м	-	-	2500	2500	1700
- при комплектации ПЭД 28-117	м	-	-	-	2200	2000
- при комплектации ПЭД 32-117	м	-	-	-	-	2500
Диаметр винта	мм	39				
Шаг винтовой передачи	мм	5				
Допустимая динамическая нагрузка	кН	175				
Объемный КПД насоса	%	89	89	90	91	92,5
Требуемая мощность ПЭД (для максимального напора), не менее	кВт	8	11	14	18	29
Диапазон частоты вращения вала ПЭД	об/мин	450...1650				
Частота вращения вала винтовой передачи (максимальная)	об/мин	1650				
Длина рабочего хода плунжера	мм	1400				
Средняя скорость перемещения плунжера	м/с	0,1				
Количество двойных ходов в минуту (максимальное)	ед.	2,9				
Подача плунжерного насоса (максимальная)	м³/сут	2,7	3,7	5,3	7,1	11,8

Анализируя данные параметров, приведенных в таблице 4.1 очевидно, что главным критерием использования разработанной технологии, реализуемой установкой на основе ГМПР является перевод нерентабельного фонда МДС, о которых было сказано в разделе 1.1. Там в процессе анализа литературных источников высказан тезис о эффективной добыче нефти даже при «сверхмалых» дебитах [9]. Причем увеличение глубины спуска как раз и ведет к уменьшению дебита при этом очень важно снижать удельное энергопотребление.

Так при прочих равных условиях из данных таблицы видно, что дебит увеличивается по мере уменьшения глубины спуска и наоборот. Значение КПД зависит только от диаметра плунжера насоса и мощности двигателя, которым комплектуется установка. Следовательно критерий оптимальности для достижения максимального дебита определяется по значению КПД установки из таблицы 4.1.

Возвращаясь к обсуждению результатов исследований, выполненных в этой работе и приведенных выше, можно дополнительно заключить, что разработанная технология с целью увеличения межремонтных периодов может развиваться на скважинах, осложненных повышенным выносом механических примесей, критической кривизной ствола, а также малодебиных скважинах, эксплуатируемых в периодическом режиме, как с целью увеличения глубины спуска, повышения рентабельности добычи, так и с целью перевода на режим постоянного отбора флюида для снижения обводненности скважинного продукта [101-106].

4.4 Оценка экономического эффекта

Используя собственные данные и более ранние РД [89,99], приведем итоговые краткие прогнозные экономические показатели.

1. При средневзвешенном показателе стоимости электроэнергии в 4,4 руб. за кВт/ч (по данным ПАО «Славнефть Мегионнефтегаз» за 2024 г.), экономия за год эксплуатации составит:

- 103716 руб. по сравнению в УЭЦН
- 188462 руб. по сравнению с УШГН.

Данные показатели определены для средневзвешенного дебита в 9,35 куб. м/сут. при глубине спуска 1500-1600 м (по данным ОПИ, проведенных в работе).

2. Расчет затрат на обслуживание одного станка-качалки типа СКД-6 (их отсутствие в случае БСДН).

- норма рабочего времени в месяц – 164,37 ч
- средняя численность требуемого обслуживающего персонала – 1,3 чел.
- фонд оплаты труда (тариф 698 руб./ч. ас) – 149150 руб./мес.
- итого затрат в год – 1789800 руб.

3. Расчет экономии затрат от сокращения вынужденных простоев при обслуживании СК СКД-6 при дебите скважины по нефти 3,5 т/ сут., стоимости нефти 80$ за баррель.

- норма времени ежедневного текущего обслуживания – 0,58 ч/ сут.
- норма среднего время текущего обслуживания – 17,4 сут./год
- потеря добычи от простоя – 60,9 т/год
- общие затраты от простоя на облуживание от потери добычи – 2872920, 96 руб.

4. Суммируя общую экономию при использовании установок и технологии СБДН получаем прогнозное значение около 4,8 млн. руб. в год при использовании одной установки взамен СКД-6.

Данные простейшие экономические показатели носят оценочный характер и требуют более точного определения, которое будет возможно при тиражировании разработанной технологии.

Выводы к разделу 4

1. На основе проведенных опытно-промышленных испытаний определена итоговая компоновка установки бесштанговой добычи нефти, которая представлена в подразделе 4.1.

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

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

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

- снижение параметров УРЭ 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 обводненнсти добываемого флюида на скважине при замене ее эксплуатации с периодического режима отбора на непрерывный с использованием системы бесштанговой добычи в течении целевого срока эксплуатации 180 сут.

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

5. Определена общая прогнозируемая экономия при использовании установок и технологии БСДН 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 бесштанговой добычи нефти, у которой и 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 интерпретация 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 БСДН (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 БСДН в сумме около 4,8 млн. руб. в год при использовании одной установки взамен станка – качалки СКД-6.

Список сокращений.

ГМПР-гидромеханический погружной редуктор

КИН-коэффициент извлечения нефти

МДС- малодебитные скважины

ГРП- гидравлический разрыв пласта

ППД- поддержание пластового давления

ШГН-штанговый глубинный насос

АГЗУ-автоматизированная групповая замерная установка

СБДН-система бесштанговой добычи нефти

ТНФ-Тюменский нефтегазовый форум

ОПЗ-обработка призабойной зоны

УШГН-установка штангового глубинного насоса

УЭВН-установка электровинтового насоса

СК- станок качалка

КПД- коэффициент полезного действия

НКТ-насосно-компрессорные трубы

СУ-станция управления

РВП-ролико-винтовая передача

ПРВП- планетарная ролико-винтовая передача

ШВП-шарико-винтовая передача

ГЦ-гидравлический цилиндр

ПЭД-погружной электродвигатель

ННЛ-насос линейный плунжерный специального назначения

ТМС-телеметрическая станция

КИПиА-контрольно-измерительные приборы и автоматика

РП-расходомер поточный

ВНЭ-высоковязкая нефтяная эмульсия

АСПО-асфальтосмолопарафиновые отложения

ОПИ-опытно-промысловые испытания

НТС-научно-технический совет

ВНР-вывод на рабочий режим

ПЗП-призабойная зона пласта

СКЖ-счетчик количества жидкости

ПО- программное обеспечение

Список литературы

1. Хасанов Я.З., Абдулмазитов Р.Г., Валовский В.М., Валовский К.В. Методика на технологический процесс эксплуатации высокообводненных скважин. РД 39-0147585-187-99. Бугульма, 1999.

2. Выгон Г.В. и др., Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка, Vygon consulting, 2018 г, стр.9

3. Булатов А.И., Макаренко П. П., Шеметов В. Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1977.

4. Булат А.В., Деговцев А.В., Ивановский В.Н. и др. Особенности работы скважинных сепараторов механических примесей в составе скважинных штанговых насосных установок. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018, №7-8, стр.42-52

5. Рабинович А.И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН. Инженерная практика. №10.2012, стр.10-11.

6. Вирновский А.С., Татейшвили О.С. Периодическая эксплуатация насосных скважин. Труды ВНИИ, вып. ХШ, Вопросы техники добычи нефти. Гостоптехиздат, 1958.

7. Уразаков К.Р. и др. Методическое руководство по выбору технологических параметров эксплуатации малопродуктивных наклонно-направленных скважин в режиме периодической откачки. БашНИПИнефть, Уфа, 1989.

8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

9. Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин за рубежом. Обзорная информация. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 11(83).

10. Уразаков К.Р., Тимашев Э. О., Молчанова В. А., Волков М. Г. Справочник по добыче нефти. Пермь. ООО «Астер Плюс», 2020., стр. 115.

11. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие / под ред. Г.П. Зозули. М. Издат. центр «Академия», 2009. 176 с.

12. Подкорытов А.А. Повышение эффективности добычи нефти на малодебитном фонде скважин путем внедрения винтовых насосных установок. Научный форум. Сибирь,2017. том 3. № 2. стр. 42.

13. Временные методические рекомендации по контролю за загрязненностью почв, Гидрометоиздат, 1983, ч. 1, п. 12

14. Ишмурзин А.А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственное искривлённой скважине. Нефтегазовое дело. 2006. Том 4, №1, стр.65.

15. Кудинов В.И. Строительство горизонтальных скважин. М. Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007.

16. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти. М. Издательство «Недра» 1971.

17. Руководство по выбору механизированных способов эксплуатации нефтяных скважин. Стандарт предприятия. СТП-59-00-006-78. Главтюменнефтегаз, 1979.

18. Шумилов В.А., Сельцова Н.А., Махиня Г.И., Осинцева Л.В. Пути улучшения использования фонда скважин не месторождениях Западной Сибири. Обзорная информация. Серия «Нефтепромысловое дело. М. ВНИИОЭНГ, 1989.

19. Уразаков К.Р. и др. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. М. ВНИИОНГ, 1997. – 56 с.

20. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. М. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.

21. Аксенов Д. А. Применение винтовых насосов при эксплуатации малодебитных скважин. Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень, 16-20 мая 2016 г. Тюмень. Издательство Тюменский индустриальный университет. 2016. с. 74-76.

22. Карапетов К.А., Балакиров Ю.А., Кроль В.С. Рациональная эксплуатация малодебитных нефтяных скважин. М. Недра, 1966. – 184 с.

23. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Фролов С. В. Проблемы применения установок скважинных штанговых насосов в условиях интенсификации добычи нефти. Территория нефтегаз. 2006. №10. стр. 30-33.

24. Музычук П.С. Анализ проблематики и перспективные проектные решения в области эксплуатации малодебитного фонда скважин ПАО «Газпром нефть».

Инженерная практика. 2020. №09, стр. 73-78.

25. Рабинович А. И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН. Инженерная практика. 2012. №10, с.10-11

26. Архипов К. И., Попов В.И., Попов И.В. Справочник по станкам-качалкам. Альметьевск, 2000. 146 с.

27. Никишенко С. Л. Нефтепромысловое оборудование. Волгоград. Издательский Дом «Ин-Фолио», 2008. – 414 с.

28. Бурмакин А. М. Низкоскоростной дугостаторный асинхронный двигатель для станков-качалок малодебитных нефтяных скважин: 05.09.01. - Электрические машины: Диссертация кандидата технических наук. Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. Екатеринбург, 2011. 166 с.: ил.

29. Каталог фирмы Exlar Corporat ion. США: Рег. № 950008/15М/6/03. 2001. стр.

30. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубинно-насосная добыча вязкой нефти. Уфа. Башкирское книжное издательство, 1991.

31. Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. Москва. Издательство «Недра». 1964.

32. Ишмурзин А.А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственное искривлённой скважине. Нефтегазовое дело. 2006. Том 4, №1 с.65.

33. Блинов Д. С., Морозов М. И., Анисимов П. Д., Математическое и программное обеспечение для обработки результатов метрологических измерений

деталей роликовинтовой передачи, Наука и Образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. 2015. № 01, с. 12–31.

34. Турпаев А.И. Винтовые механизмы и передачи. М.: Машиностроение, 1982. с. 223.

35. Грайфер В.И., Ишемгужин С.Б., Яковенко Г.А. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань, Татарское книжное издательство, 1973.

36. Юрченко А. В., Петренко С.Н., Абужаков А.З., Хайбуллин Д.М. Применение малодебитного погружного оборудования в добывающих скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз», Научно−технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», N.1, 2010, с.46-49.

37. Орлов Г. А. Сборник инструкций, регламентов и РД по технологиям ОПЗ пластов и стимуляции работы скважин, г. Альметьевск, 1998.

38. Z.Guoxing, D.Weishan, W.Qi, W.Lin, W.Fengshan, S.Yanan, G.Yang. Investigation and Application of Reciprocating Direct-Drive Electric Submersible Plunger Pump Lifting Technology. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Comference and Exhibition. 2017. p.13.

39. Тимашев Э. О., Уразаков К.Р., Волков М.Г. и др., Методика расчёта установок с погружным линейным двигателем для добычи нефти. Нефтяное хозяйство. 2020. №3. с.72-76

40. Yuanhong Liu, ZhiweiYu, Ming Zeng. LLE for submersible plunger pump fault diagnosis via joint wavelet and SVD approach // Neurocomputing. 2016. №185. pp.202-211

41. Fan Wengang. Application if Electric Submersible Plunger Pumps in Low-permeability Oilfield // Domestic and Foreign Energy. 2013. №10. pp.53-55

42. T.E.W. Nind. Principles of oil well production. McGraw-Hill Book Company, New York, 1964.

43. International Journal of Innovative Science and Research Technology, Volume 5, Issue 1, January – 2020, «Oil Recovery by Artificial Lift Systems (ALS): A Review», p.1310 – 1318.

44. B. Campbell. Cruise control optimizes artificial lift operations. Hart's Petroleum Eng. Int., September 1997, p.87-89.

45. A. Rosman, M. Nofal. Computer controlled pump unit cuts power, increases output. World oil, November 1996, p.53-56.

46. G.E. Browne. G.R. Hass, R.D. Sell. Downhole emulsiiication: viscosity reduction increases production. Journal of Canadian Petr. Tech., vol. 35, April 1996, p.25-31.

47. Авторское свидетельство СССР №1121404, МКИ Е 21 В 43/18, 1984.

48. Патент РФ № 2029078, МКИ Е 21 В 43/25, 1995 г.

49. Патент №649832, МКИ Е 21 В 43/00, 1979 г.

50. Уразаков К.Р. и др. Справочник по добыче нефти. Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020., с. 349.

51. Лищук А.Н, Степанов Д.О., Нагиев А.Т. и др. Технология бесштанговой добычи нефти // SOCAR Proceedings Special Issue No. 2 (2022) 057 – 064, 57-63 с.

52. Патент на изобретение РФ № 2750179. Погружная нефтедобывающая установка. Иванов С.В., Лищук А.Н. и др. Заявка №2020135000, дата подачи – 26.10.2020, МПК B04F 47/00. Опубл.23.06.2021, бюл. № 18.

53. Ивановский В.Н. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М. ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2002. 824 с.

54. Уразаков К.Р. Справочник по добыче нефти. М. Недра . 2012. – 672 с.

55. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Пашали А.А. Добыча нефти. Современные технологии механизированной эксплуатации скважин. В 2-х томах., том 1, Новосибирск, ООО «Дом мира», 2024.

56. Овчинников В.П., Двойников М.В., Герасимов Г.Т., Иванцов А.Ю. Технологии и технологические средства бурения искривлённых скважин. 2008.Тюмень, изд-во ТюмГНГУ., стр.7-11.

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

58. Круман Б.Б. Глубинно-насосные штанги. Москва. Издательство «Недра». 1977. 181 с.

59. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклоннонаправленных насосных скважин. 1993. Москва «Недра», стр.59.

60. Патент на изобретение РФ № 2766656. Погружной гидромеханический редуктор. Иванов С.В., Лищук А.Н. и др. Заявка №2021117774, дата подачи - 18.06.2021, МПК B04F 47\00 Опубл.15.03.2022, бюл. № 8.

61. Ряховский О.А., Марохин А.С. и др. Изучение характера распределения осевой нагрузки по виткам резьбы планетарного роликовинтового механизма. Инженерный журнал: наука и инновации. МГТУ им. Н.Э.Баумана. 12.2019. с.79.

62. Кулапин А.Н. Научно-практическая конференция «Территория энергетического диалога-2023» (ТЭД-2023). 10.10.2023. Москва.

63. Камалетдинов Р.С. 21-я международная научно-практическая конференция «механизированная добыча нефти-2024» 14-15.03.2024, Москва.

64. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. М. ВНИИОЭНГ, 2004, 492с.

65. Валовский В.М., Валовский К.В. и др. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М. Нефтяное хозяйство. 2016, 592с.

66. Гилаев Г.Г. и др. Современные методы насосной добычи нефти. Монография, Уфа. Восточная печать, 2016. 412с.

67. Ивановский В.Н. и др. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти.М. ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Н.М.Губкина, 2002, 256с.

68. Минченко Д.А. и др. Проект внедрения газосепараторов ЭЦН с меньшей потребляемой мощностью. М, Нефтяное хозяйство, №11, 2019, с. 64-67.

69. Ивановский В.Н. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М. ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Н.М.Губкина, 2002, 824с.

70. Валовский В.М., Валовский К.В., Климов В.А. Совершенствование техники и технологии добычи нефти в осложненных условиях В ОАО «Татнефть». Бурение и нефть.2009, №2, с. 34-36.

71. Каталог продукции компании ООО «Элкам Нефтемаш» на 2024 год. [Электронный ресурс] Продукция | ELKAM — производство, ремонт и сервисное обслуживание нефтедобывающего оборудования.

72. Лищук А.Н. и др. Новая бесштанговая технология нефтедобычи: плунжерная насосная установка с погружным приводом. Бурение и нефть. 2021, №12, с. 34-36.

73. Лищук А.Н. и др.Гидромеханический погружной редуктор. Патент РФ № 2728561 С1. Заявка № 2020102350; дата подачи – 22.01.2020 МПК F04B 47/06; F16H 39/06. Опубл. 30.07.2020, Бюл. № 22.

74. J.D.Clegg, W.L.Lake. Petroleum engineering handbook. Vol.4. Production operations engineering.-SPE, 2007.-900p.

75. C.Temizel u.a. SPE-201692-MS. A Comprehensive Review and Optimization of Artificial Lift Methods in Unconventionals. SPE ATCE. Virtual. 2020. URL: https://oneperto.org/SPEATCE/proceedings-abstract/20ATCE/4-20ATCED041S053R008/450118?redirectedFroom=PDF

76. Гусейнова И.И. и др. О перспективах разработки I блока горизонта КС месторождения Пираллахи. SOCAR Proceedings. No.2, 2014, 32-37 с.

77. Ивановский В.Н. и др. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН. Территория Нефтегаз. №5, 2008, с.24-33.

78. Ивановский В.Н. и др. Анализ возможности применения различных механизированных способов добычи нефти из скважин с боковыми стволами малого диаметра. Территория Нефтегаз. №2, 2013, с.56-59.

79. Валеев М.Д., Леонтьев С.А. и др. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин. Москва. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018, 269 с. ISBN 978-5-91961-267-4.

80. Вирновский А.С. Теория и практика глубинно-насосной добычи нефти. Труды института ВНИИнефть. 1971. Вып.57. 184 с.

81. Фархуллин Л.Г. и др. Выявление эффективности внедрения ЭЦН. Отчет по теме НИОКР 03-75 ЦНИПР. Нефтекамск, пос. Редькино. 1975. с. 30-59.

82. Валеев М.Д., Ахмадеев Р.Х., Газетдинов М.Б. Оптимизация режимов откачки обводнившихся нефтей из скважин. Технология добычи нефти и бурения скважин. БашНИПИнефть. 1979. Вып. 56, с. 70-76.

83. Бурцев И.Б., Ибрагимов Ф.И. К определению коэффициента подачи штангового глубинного насоса. Физикохимия и разработка нефтяных месторождений. Труды института УНИ. 1978. с. 45-49.

84. Чубанов О.В. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. М. Издательство «Недра». 1987. 157 с.

85. Справочное пособие выбору глубинно-насосного оборудования для добычи высоковязкой нефти. СТО 03-08-88. Уфа. БашНИПИнефть.1988.112 с.

86. Сулейманов А.Б. Вопросы совершенствования техники и технологии эксплуатации морских газоконденсатных скважин. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1981. №8, с.50-52.

87. Пирвердян А.М. Гидродинамика глубинно-насосной эксплуатации. М. Издательство «Недра». 1965. 191 с.

88. Николаев Г.И., Уразаков К.Р., Валеев М.Д. Совершенствование эксплуатации наклонных и обводнившихся глубиннонасосных скважин. Нефтяное хозяйство. 1980. №1, с. 38-40.

89. РД 39-1-269-79. Методика подбора типоразмера и работы штанговой глубинно-насосной установки. М. ВНИИнефть. 1980. 105 с.

90. Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. Тематический научно-технический обзор. Серия «Нефтепромысловое дело». 1978. 44 с.

91. Казак А.С. Новые направления в технике и технологии добычи тяжелых углеводородов за рубежом. Тематический научно-технический обзор. Серия «Нефтепромысловое дело». 1989. 47 с.

92. Афанасьев В.А., Овсий Л.И., Сергеев А.Г. Обоснование развития технических средств подъема жидкости из скважин. Нефтяное хозяйство. 1991. №1. с. 14-22.

93. Абайдуллин Ш.А., Гулиев Б.Б. Влияние режима откачки релаксирующих нефтей на подачу плунжерного скважинного насоса. Азербайджанское насосное хозяйство. 1982. №8. с. 37-38.

94. Гусев В.И., Шестернев Н.М., Полубоярцев Е.Л. Методы совершенствования технологии эксплуатации скважин при добыче вязких нефтей. Нефтяное хозяйство. 1981. №4. с. 40-43.

95. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Добыча нефти и газа. М. Издательство «Недра». 1981. 264 с.

96. Линев В.С. К расчету подачи ШГН по параметрам нефтяных скважин. Нефтяное хозяйство. 1980. №2. с. 34-36.

97. Онгемах Г.И. Приоритетные направления в нефтяном машиностроении. Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. Информационный сборник «Нефтяная и газовая промышленность». 1990. №1, с. 31-34.

98. Харьков В.А. Эксплуатация обводненных скважин. Казань. Таткнигоиздат. 1967.79 с.

99. РД 74-0-269-20. Нормативы затрат при эксплуатации штанговой глубинно-насосной установки. М. ВНИИнефть. 2019. 94 с.

100. Лищук А.Н. и др. Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового флюида в искривленный скважинах. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. №6 (156), с. 73-82.

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

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

103. Бахтий С.Н., Лищук А.Н., Нагиев А.Т., Иванов С.В., Степанов Д.О. Погружной привод глубинного насоса с гидромеханическим редуктором. Нефтяное хозяйство. 2018. № 06. с. 01–02.

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

105. Лищук А.Н. Система бесштанговой добычи нефти (доклад). Территория инноваций. Нефтяной кластер. Международный Промышленно-энергетический форум TNF-23. Тюмень, 22 ноября 2023.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Акты о внедрении установок и проведении ОПИ на промыслах.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТАТНЕФТЬ»
имени В. Д. Шашина

УТВЕРЖДАЮ	**УТВЕРЖДАЮ**
Руководитель проектно-экспертного офиса – заместитель директора ЦТР	Начальник управления добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча»
_____И.Д. Фаткуллин	_____Р.Н. Ахмадиев
«___»_____2022 г.	«___»_____2022 г.

ПРОТОКОЛ

совещания по ходу реализации ОПР-2359 «Опытно-промысловые испытания погружного привода глубинного насоса с гидромеханическим редуктором (АО «ГМС Нефтемаш»)»

15 февраля 2022 г. г. Альметьевск

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От Департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча»: Артюхов А.В., Тимерзянов М.Г., Гайнеев С.Р., Гафиуллин И.Р.

От Центра технологического развития: Ершов А.А., Слугин Д.С.

От АО «ГМС Нефтемаш»: Лищук А.Н., Нагиев А.Т., Христиановский В.В., Рысев К.Н., Иванов С.В.

РАССМОТРЕЛИ:

1. Краткие итоги ОПР в январе 2021г. на скважине № 12922А НГДУ «Лениногорскнефть». Характеристики работы установки после вывода на режим, сравнение с работой УШГН с насосом 25-106-RHAM. Претензии к работе станции управления насосной установки, а именно – отсутствие стабильной работы, самопроизвольное кратковременное включение электропривода и пр. Выявлена проблема с некачественной установкой манжетного уплотнения штока насоса, потеря герметичности и проникновение скважинной жидкости в полость гидроблока, что вызвало сбои в его работе.

2. Краткие итоги 2-го этапа ОПР в мае – июне 2021г. Остановка насосной установки 17.06.2021г. из-за отказа ПЭД – произошла из-за пробоя обмотки статора, установка проработала 23 дня. Сравнительные параметры работы опытной

установки с УШГН с насосом 25-106-RHAM. Диаграмма суточного потребления электроэнергии, кВт.

3. Сравнение исходных данных для расчета ТЭО по варианту 1 «Аренда станка-качалки и штанг», статья «Эксплуатационные затраты». Проведенный расчет показывает большую экономическую эффективность УШГН из-за более длительного параметра наработки на отказ (750 суток). Совокупные затраты со стороны Компании по ОПР насосной установки с ГМПР составили более 1 млн. руб.

4. Сравнение исходных данных для расчета ТЭО по варианту 2 «Покупка станка-качалки и штанг», статья «Эксплуатационные затраты». Проведенный расчет показывает большую экономическую эффективность УШГН из-за более длительного полезного срока использования станка-качалки (20 лет).

5. Для повышения надежности оборудования и принятия мер для повышения окупаемости проекта, Производитель предлагает реализовать конструктивные усовершенствования насосной установки с ГМПР, а именно:

- применить электродвигатель с компаундированным статором;
- применить на насосе ННЛ хромированный шток из коррозионностойкой стали;
- применить дополнительную манжету в штоковом уплотнении насоса;
- установить линейную гидрозащиту для предотвращения попадания скважинной жидкости во внутренние полости ГМПР во время работы.

6. Предложения ПАО «Татнефть»:

- для более точного учета потребляемой электроэнергии установить счетчик в КТП-6-0,4 кВ.

ПОСТАНОВИЛИ:

1. Установить на скв. № 12922А НГДУ «Лениногорскнефть» счётчик потребления э/энергии. Счётчик установить в КТП-6-0,4 кВ.
Отв.: Савельев О.Г. **Срок: 15.03.2022**

2. Оснастить скважину № 12922А НГДУ «Лениногорскнефть» индивидуальным средством замера дебита.
Отв.: Нурсаетов И.Р., Кузнецов В.П. **Срок: 15.03.2022**

3. Оснастить скважину № 12922А НГДУ «Лениногорскнефть» клапаном для стравливания затрубного давления газа.
Отв.: Нурсаетов И.Р., Кузнецов В.П. **Срок: 15.03.2022**

4. Проконтролировать корректность работы системы контроля дебита скважины № 12922А НГДУ «Лениногорскнефть» (счетчик СКЖ) перед началом 3-го этапа ОПР на работающей УШГН в присутствии представителей Исполнителя.
Отв.: Кузнецов В.П., Тимерзянов М.Г.,
представитель АО «ГМС Нефтемаш» **Срок: 16.03.2022**

5. Произвести регистрацию показаний работы скважины до внедрения ОБОРУДОВАНИЯ (не менее 5 замеров): дебит жидкости по скважине, динамический уровень в скважине, затрубное и линейное давления, удельное электропотребление.
Отв.: Нурсаетов И.Р., Кузнецов В.П., Тимерзянов М.Г. **Срок: 18.03.2022**

6. Произвести отбор проб из скважины № 12922А на наличие сульфатвосстанавливающих бактерий в присутствии представителя Исполнителя. Зарегистрировать результаты анализов, ознакомить представителей Исполнителя.
Отв.: Бахчеев Д.Е. **Срок: 16.03.2022**

7. Произвести комиссионно приемочные испытания ОБОРУДОВАНИЯ в стенде-скважине ООО «ЭЛКАМ» (г. Пермь) с контролем нормативных рабочих характеристик и их регистрацией в акте и протоколе в присутствии представителя(ей) Заказчика в режиме видеотрансляции.
Отв.: представитель ЦТР ПАО «Татнефть» **Срок: 18.03.2022**

Протокол вёл Д.Н. Слугин

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Абшероннефть»
_____ /Э. Ганиев /
«____» _____ 2023

АКТ
о внедрении оборудования на скважине

«_09_» __июня_ 2023 г.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что на скважине №1147 при эстакадной площадке №1140 месторождения «Пираллахи», в соответствии с действующим Договором №0287/03/23-60 от 22.03.2023 заключенным между АО «ГМС Нефтемаш» и ПО «АЗНЕФТЬ», было проведено внедрение плунжерного насоса с гидромеханическим погружным редуктором производства АО «ГМС Нефтемаш» (Россия), со следующей компоновкой:

- насос плунжерный 60/89-ННЛ-38-15-18-Ю.А-У.Ти-ST-fit2, зав.№ 102963
- гидрозащита линейного привода 1ГЛ-92Р, зав.№ Р220400006
- гидромеханический погружной редуктор ГМПР-108/0-12, зав.№7958
- гидрозащита ПР92эД , зав.№ Р210937004
- электродвигатель, 1ЭДРТ-16-117-Э-М-В5 зав.№ Р110903461
- комплект системы погружной телеметрии ТМС-3, зав.№00003
- станция управления интеллектуальная VFD-OSA-22-XXSRP20E зав.№ 001-2018
  - фильтр синусоидальный MCC101A38KT3E20A , б/н
- трансформатор ТМПН-63/910, зав.№ 1757438
- удлинитель кабельный L-30 м, КЭСБП 3х13 мм^2, зав.№770127
- кабельная линия КПБП-120, 3х16, L-823, зав.№ 034
- шкаф газоотделительный ШСВГ-3, зав.№ 38983
- сбивной клапан № 0289
- обратный клапан, б/н

Насосная установка спущена лифтовыми трубами диаметром 73 мм на глубину 753 метра с учетом уровня устья. Запуск установки в работу проведен 05.06.2023 в 14:25.

Параметры при запуске оборудования:
Нст - 140 м, Рлин - 0 атм, Рзатр - 0 атм Uотп - 720 В, I - 11 А, f – 12,5 Гц, ω - 750 об/мин, Р - 1,13 кВт, Ртмс - 60 атм, Ттмс - 27 град.С, подача продукции скважины осуществляется на открытую ёмкость (в Еврокуб) и составляет 2,5 м3/сут.

В целях дальнейшего мониторинга за работой опытной малодебитной насосной установки, представителям НГДУ «Абшероннефть»» проведена передача адреса, имени пользователя и пароля для входа в систему дистанционного мониторинга (СДМО), с доступом к архиву и текущим параметрам работы станции управления VFD-OSA-22-XXSRP20E зав.№ 001-2018.

Подписи представителей предприятий

Со стороны НГДУ «Абшероннефть»:

Начальник службы по управлению производством _____ /

Начальник службы по геологии и

управлению нефтегазовыми месторождениями _____ /

Начальник участка по капитальному

и подземному ремонту скважин _____ /

Со стороны ПО «АЗНЕФТЬ»:

Специалист по оборудованию _____ /

Со стороны АО «ГМС Нефтемаш»:

Директор филиала в г.Баку _____ /

Начальник отдела скважинного оборудования _____ /

Представитель АО «Мехта» _____ /

Утверждаю
Начальник управления
техники и технологии добычи

_____ И.В. Писоцкий

«_05_» ____августа_____ 2024 г.

Акт о промежуточных результатах опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти, производства АО «ГМС Нефтемаш»

Мы, комиссия в составе:

От ПАО «СН-МНГ»

Начальник ОДНиГ	Дменов Т.А.
РН по подбору ВСО	Бодягин П.С.
РН по ЭМФС	Ворсин А.И.
Ведущий инженер ОДНиГ	Леоненко А.А.

От АО «ГМС Нефтемаш»

Начальник отдела СО	Иванов С.В.

Составили настоящий акт о том, что на скважине 1126 КП № 218 Мегионского месторождения, в соответствии с утверждённой программой ОПИ, проводятся опытно-промышленные испытания системы бесштанговой добычи нефти с плунжерным насосом ННЛ-38 и гидромеханическим погружным редуктором ГМПР зав. № 7955.

Согласно программы, срок проведения ОПИ с момента запуска Оборудования в эксплуатацию составляет 180 суток. Запуск установки в работу произведён 27.03.2024 (4-й этап ОПИ), в настоящее время достигнута наработка 128 суток, продолжается эксплуатация оборудования на скважине.

В результате испытаний установлено, что система бесштанговой добычи нефти находится в работоспособном состоянии, рабочие параметры при эксплуатации:

1. Выходная частота – 18,7 Гц;
2. Скорость вращения вала РВП – 1123 об/мин;
3. Ток после трансформатора – 13,6 А;
4. Потребление электроэнергии – 1,65 кВт*ч (39,5 кВт*ч/сут.);
5. Заполнение насоса – 99,6 %;
6. Расчетное количество ходов в минуту – 1,63;
7. Количество двойных ходов за сутки – 2352;
8. Расчётный дебит теоретическим способом – 3,75 м3/сут.

Заключение комиссии:

Продолжить эксплуатацию подконтрольного Оборудования на скважине 1126 КП № 218 Мегионского месторождения, до достижения наработки 180 суток.

Подписи членов комиссии:

Начальник ОДНиГ		Дименов Т.А.
и.о. РН по подбору ВСО		Бодягин П.С.
РН по ЭМФС		Ворсин А.И.
Ведущий инженер ОДНиГ		Леоненко А.А.
Начальник отдела СО		Иванов С.В.

"Azneft" İstehsalat Birliyi
"Abşeronneft" NQÇİ
Pirallahı rayonu, S.Bağırov küç.
AZ 1077, Azərbaycan, Bakı

Tel: (99412) 521 31 06
54 030
Faks: (99412) 521 27 06
54006
www.socar.az

«Утверждаю»
Директор НГДУ
«Абшероннефть»
Ф. Алиев
«___» _____ 2023 г.

АКТ № 06
об окончании ОПИ насосной установки с ГМПР зав. № 7958
на скважине № 1147 при эстакадной площадке № 1140 месторождения «Пираллахи»
НГДУ Апшероннефть ПО «Азнефть»

г. Баку, ПО «Азнефть»	12.09.2023
Место составления акта	

Комиссия в составе:

от ПО «Азнефть»:

И. Исмаилов	НГДУ «Абшероннефть»	Главный инженер
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность
Е. Багиров	НГДУ «Абшероннефть»	Начальник службы по управлению производством
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность
М. Искандеров	НГДУ «Абшероннефть»	Начальник службы по геологии и управлению нефтегазовыми месторождениями
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность

от АО «ГМС Нефтемаш»:

Иванов С.В.	ИЦ АО «ГМС Нефтемаш»	Начальник отдела № 6 СО
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность
Лищук А.Н.	ООО «УК «Группа ГМС»	Директор по НИОКР
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность
Нагиев А.Т.	АО «ГМС Нефтемаш»	Советник УД
Фамилия, Имя, Отчество	Место работы	Занимаемая должность

в соответствии с Договором № 116/ХМ от 11.04.2023 г. рассмотрела материалы проведения ОПИ бесштангового плунжерного насоса с гидромеханическим приводом от погружного электродвигателя (далее – Оборудование).

1. В состав оборудования входят следующие изделия:

№ п/п	Обозначение	Наименование	Коли-чество, шт.	Производитель оборудования	Примеч.
1	Насос 60/89-ННЛ-38-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-fit2	Насос плунжерный	1	ООО «ЭЛКАМ»	Насос модернизированный для работы с погружным приводом
2	1ГЛ-92-Р	Гидрозащита линейного привода	1	ООО «РЭПН»	Стандартное исполнение
3	ГМПР-108/0-12	Гидромеханический редуктор	1	АО «ГМС Нефтемаш»	Инновационный узел
4	ПР92эД	Гидрозащита	1	ООО «РЭПН»	Стандартное исполнение
5	1ЭДРТ-16-117-Э-М3-В5	Погружной электродвигатель	1	ООО «РЭПН»	Стандартное исполнение
6	КЭСБП 3х13	Кабельный удлинитель, теплостойкий	1	ООО «НПФ «БИТЕК»	Стандартное исполнение
7	ТМС-3	Система погружной телеметрии	1	ООО «СКС»	Стандартное исполнение
8	СУ-VFD-OSA-22-XXSRP20E	Станция управления интеллектальная с частотным преобразователем Danfoss	1	ООО «Ойл Сервисиз Альянс»	Стандартное исполнение
9	«JANUS» v.1.97	Программное обеспечение	1	ООО «Ойл Сервисиз Альянс»	Инновационное
10	ТМПН-63/3-УХЛ1	Трансформатор	1	Минский электротехнический завод	Стандартное исполнение

2. Эксплуатация скважины осуществлялась в режиме освоения, с очисткой призабойной зоны от мелкодисперсных иловых отложений в смеси с механическими примесями в виде морского песка на работающую насосную установку. Продукция скважины представлена пластовым флюидом, состоящим из углеводородных соединений и воды плотностью 1005 кг/м^3, влагосодержание 99,7 %, количество взвешенных частиц не более 737 мг/л при температуре пластового флюида +34 град. С.

Комиссия констатирует, что оборудование достигло установленную длительность наработки в осложненных условиях без отказов в течение 100 суток, а именно:
В период с 05.06.2023 по 12.09.2023 г. – 100 суток

3. Оборудование продемонстрировало при проведении ОПИ следующие возможности и преимущества, которые в совокупности подтверждают оптимизацию добычи нефти и повышения критериев эффективности данного процесса, а именно:

№ п/п	Критерий	Оценка
1	Регулировка режима работы установки (изменение	Подтверждено изменение показателя в диапазоне 0,9-3,3

	количества двойных ходов в минуту)	
2	Межремонтный период по оборудованию 12 месяцев	Установка исправна, минимальный срок наработки в условиях осложнений на отказ в 90 суток достигнут. Эксплуатация продолжается.
3	Возможность ремонта передачи для повторной эксплуатации неисправного насоса	Установка исправна, замечаний к работе передачи нет. Ремонтопригодность будет опробована по завершению предельного срока наработки на отказ.
4	Наличие возможности увеличения числа циклов без изменения траектории хода поршня с учетом механических примесей в продукте скважины	Возможность подтверждена при снижении давления на приеме насоса до 5 атмосфер
5	Поддержка коэффициента наполнения скважинного насоса	Подтверждено поддержание параметра в диапазоне 0,95-1,0
6	Поддержка динамического уровня скважины	Скважина осложнена низким притоком, поддерживается динамический уровень 670-710 метров
7	Оптимизация производительности насоса	Производительность насоса оптимизирована с учетом притока из пласта в диапазоне 1,8-2,3 $м^3$/сутки. На этапе ВНР (вывода на режим) и активного выноса примесей производительность доводилась до 5,5 $м^3$/сутки
8	Защитные и противоаварийные функции	Подтверждена работа противоаварийной защиты от перегрузки при засорении насоса, автоматическое повторное включение при нарушении электроснабжения
9	Оптимизация уровня энергопотребления	Потребляемая мощность снижена до 0,7-0,8 кВт
10	Анализ работы Оборудования в режиме реального времени и дистанционное управление добычей	Реализовано средствами СДМО (система дистанционного мониторинга оборудования)
11	Получение данных и результатов этих данных в виде динамограммы	Реализовано средствами СДМО (система дистанционного мониторинга оборудования)
12	Оцифровка производства (в том числе статистика, архив)	Реализовано средствами СДМО (система дистанционного мониторинга оборудования)
13	Экономия электроэнергии	Потребляемая мощность на валу электродвигателя в установившемся режиме: 0,68-0,9 кВт при рабочем ходе (во время нагнетания) и 0,34-0,55 кВт при наполнении насоса.
14	Хранение информации в памяти контроллера	Реализовано средствами СДМО (система дистанционного мониторинга оборудования)
15	Наличие автоматической защиты по грузоподъему	Подтверждено срабатывание защиты по перегрузке при крутящем моменте более 57 Н*м
16	Наличие автоматической защиты по температуре гидросистемы	Текущая температура +34 град. С., порог срабатывания защиты +85 град. С
17	Наличие автоматической защиты по разнице напряжений	Подтверждено при выходе из строя предохранителя в распределительном щите КТП

18	Часы реального времени	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
19	Автоматическое отключение при отсутствии входа	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
20	Автоматическое отключение при перегреве	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
21	Отражение причины остановки на цветном LCD-экране	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
22	Регулировка количества двойных ходов удаленно с помощью электронной системы управления (ЭСУ)	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
23	Отображение общего количества двойных ходов на LCD-экране	Реализовано аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
24	Автоматическое сохранение архива событий	Реализовано средствами СДМО
25	Учет электроэнергии	Реализовано аппаратными и программными средствами трехфазного счетчика электроэнергии Меркурий
26	Передача данных о потребленной электроэнергии по цифровой связи в ЭСУ	Реализовано средствами СДМО (система дистанционного мониторинга оборудования)
27	Запись динамограммы на флэшку; Интеллектуальная система автоматического управления поддержкой коэффициента наполнения насоса	Реализованы аппаратными и программными средствами контроллера станции управления
28	GSM-модуль	Входит в состав СДМО

Рекомендации комиссии:

1. Признать результаты ОПИ по пунктам критериев успешности 1 - 28 успешными. Дальнейшая наработка для подтверждения МРП продолжается.
2. Провести капитальный ремонт скважины (ремонтно-изоляционные работы с вскрытием нового горизонта), продолжить эксплуатацию насосной установки после ревизии оборудования и замены РТИ.
3. Погружной редуктор ГМПР с ролико-винтовой передачей в условиях данной скважины развивает крутящий момент от 18 до 19,8 Н*м в зависимости от характеристик скважинного флюида, что соответствует стандартному напору по воде от 670 до 710 метров.
4. В соответствии с п. 2.2. Договора № 116/ХМ от 11.04.2023 г. провести экономическую оценку, рассмотреть вопрос о расширении применения оборудования, а также осуществления соответствующих шагов в соответствии с требованиями законодательства Азербайджанской Республики о государственных закупках и нормативных документов SOCAR по организации и управлению закупками.
5. Провести оценку экономической эффективности эксплуатации и всестороннего ремонта насосного оборудования для дальнейшего закупа. ремонтного периода для закупа инновационного оборудования по результатам оценки приобретения нового агрегата стоимость оборудования с экономической стороны и время ремонта должны быть включены в экономическую оценку ремонта деталей насоса. По результату оценки расчета экономической эффективности рассмотреть возможность первоначального закупа 100 комплектов оборудования.

Подписи членов комиссии:
От НГДУ «Абшероннефть»

_____ / И.Исмаилов
_____ / Е.Багиров
_____ / М.Искандеров

м.п.

От АО «ГМС Нефтемаш»

_____ / Иванов С.В.
_____ / Лицук А.Н.
_____ / Нагиев А.Т.

«УТВЕРЖДАЮ»
Начальник управления
техники и технологии добычи
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

_____ И.В. Писоцкий

«24» октября 2024 г.

Акт об окончании подконтрольной эксплуатации плунжерного насоса с гидромеханическим приводом от электродвигателя, производства АО «ГМС Нефтемаш»

Мы, комиссия в составе:

От ПАО «СН-МНГ»

Начальник ОДНиГ	Дменов Т.А.
РН контроля качества ВСО	Кирста Д.А.
РН по подбору ВСО	Бодягин П.С.
РН по ЭМФС	Ворсин А.И.
Главный специалист ОДНиГ	Леоненко А.А.

От АО «ГМС Нефтемаш»

Начальник отдела СО	Иванов С.В.

Составили настоящий акт о том, что на скважине 1126 КП № 218 Мегионского месторождения, в соответствии с утверждённой программой, проводилась подконтрольная эксплуатация плунжерного насоса ННЛ-38-11-6-1-0 зав. № 527795 с гидромеханическим приводом от погружного электродвигателя, производства АО «ГМС Нефтемаш».

Согласно программы, срок проведения ПЭ с момента запуска Оборудования в эксплуатацию составлял 180 суток. Наработка достигнута и в результате испытаний установлено, что плунжерный насос с ГМПР находится в работоспособном состоянии.

Считать датой окончания подконтрольной эксплуатации «23» сентября 2024 г.

Заключение комиссии:

Организовать постановку бригады ТиКРС на скважину 1126 Мегионского месторождения, для извлечения и возврата подконтрольного Оборудования на Завод-изготовитель АО «ГМС Нефтемаш».

Подписи членов комиссии:

Начальник ОДНиГ		Дменов Т.А.
РН контроля качества ВСО		Кирста Д.А.
РН по подбору ВСО		Бодягин П.С.
РН по ЭМФС		Ворсин А.И.
Главный специалист		Леоненко А.А.
Начальник отдела СО		Иванов С.В.