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

Специальность: 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

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 11
1.1 Классификация скважин по дебиту 12
1.2 Анализ основных технологий механизированных методов освоения и добычи на малодебитных скважинах 14
1.3 Особенности эксплуатации погружной бесштанговой системы добычи нефти. 19
1.4 Обоснование преимуществ применения ГМПР в качестве привода плунжерных нефтедобывающих агрегатов 22
Выводы к главе 1 30
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СТЕНДОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 31
2.1 Плунжерная насосная установка с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя 31
2.2 Краткое описание принципа монтажа и работы оборудования 33
2.3 Методика проведения стендовых испытаний. 36
2.3.1 Объект испытаний 36
2.3.2 Цель испытаний 40
2.3.3 Требования к условиям проведения испытаний 41
2.3.4 Подготовка и проведение испытаний 42
2.4 Определение напорных характеристик на стенд-скважине 45
Выводы к главе 2 56
ГЛАВА 3. ПРОВЕДЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА, АЗЕРБАЙДЖАНА И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 57
3.1 Методика проведения промысловых испытаний 57
3.1.1 Технические и эксплуатационные критерии 57

3.1.2 Процедура опытно-промысловых испытаний (ОПИ) 58
3.1.3 Оценка эффективности технологии 59
3.2. Основные принципы выбора скважин-кандидатов для промысловых исследований и испытаний 60
3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на месторождениях Татарстана, Азербайджана и Западной Сибири 66
3.3.1 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Ромашкинского месторождения 66
3.3.2 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважинах месторождений Нефтяные Камни и Пираллахи 79
3.3.3 Интерпретация результатов опытно-промышленных испытаний системы бесштанговой добычи нефти на скважине Мегионского месторождения 85
Выводы к главе 3 90
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ПОДБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ И ОСЛОЖНЕННЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН 92
4.1. Описание принятой в эксплуатацию насосной установки бесштанговой технологии добычи нефти 92
4.2 Сравнение системы бесштанговой добычи нефти с традиционными механизированными способами добычи 93
4.3 Область применения в зависимости от осложнений (малодебитные, кривизна, мех. примеси) на основе ОПИ. 96
4.4. Технология добычи установками с ГМПР. Регламентированный цикл эксплуатации. 98
4.5. Экономический эффект 100
Выводы к главе 4 101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 103
Список сокращений 105
Список литературы 107
Приложения 118

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), небольшие дебиты нефти. В связи с этим увеличивается потребность в разработке новых технологий добычи нефти на малодебитном фонде скважин (МФС) (Хасанов и др., 1999; Выгон и др., 2018; Ивановский и др., 2002 [30]; Уразаков и др., 2020) с различными осложнениями. Для увеличения коэффициента нефтеотдачи на последних стадиях разработки нефтяных месторождений недропользователи 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 технической воды в пласты при выполнении мероприятий по поддержанию пластового давления (ППД). Происходит снижение охвата пласта по толщине и, соответственно, уменьшение коэффициента извлечения нефти (КИН) по причине исключения пропластков, не охваченных обводнением.

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

В настоящее время добыча в МФС в основном осуществляется нерентабельным методом периодической эксплуатации скважин установками электроприводных центробежных насосов, что также подтверждает необходимость разработки 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 своевременность и важность диссертационной работы базируется на выводах научных исследований и результатах экспериментальных разработок отечественных и зарубежных ученых в области создания и эксплуатации глубинного насосного оборудования (Хасанов и др., 1999; Вирновский и др., 1958; Уразаков и др., 1989; Валеев и др., 1989; Адонин, 1964; Грайфер и др., 1973; Орлов, 1998; Nind, 1964; Campbell, 1997; Rosman and others, 1996; Browne and others, 1996; Авторское свидетельство СССР №1121404, 1984; Патент РФ № 2029078, 1995; Патент №649832 СССР, 1979; Мищенко, 1978; Казак, 1989; Афанасьев и др., 1991; Абайдуллин и др., 1982; Гусев и др., 1981; Зайцев и др., 1981).

В 1942 г. 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, А.Н. 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. Научно обосновано применение бесштанговой добычи нефти на основе гидромеханического погружного редуктора (ГМПР), предназначенного для эксплуатации глубинного насосного оборудования в условиях увеличенной глубины спуска, низкого притока нефти, обводнения скважинного флюида и высокого газового фактора.

2. Предложена методика стендовых испытаний на основе анализа напорно-расходных характеристик и энергетической эффективности при вариативных частотах вращения вала погружного электродвигателя.

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.

Обоснован выбор режима отбора нефти из скважин, исключающего срыв подачи потока по причине заклинивания установки от различных осложняющих факторов.

Практическая значимость исследования

1. Разработанная технология бесштанговой добычи нефти (СБДН) на основе ГМПР опробована на добывающих скважинах нефтегазовых месторождениях: Ромашкинское, Мегионское и морских – Нефтяные Камни и Пираллахи. Полученные результаты опытно-промысловых испытаний и исследований подтверждают 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 позволяет прогнозировать режим работы оборудования и оптимизировать его параметры по числу качаний и отбору скважинного флюида для сохранения стабильности подачи.

3. Обоснована итоговая компоновка и проведена систематизация параметров (глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит), позволяющая определить критерии определения областей применения СБДН (газовый фактор, кривизна ствола скважины, содержание механических примесей и др.).

4. Общая прогнозируемая экономия при использовании установок и технологии СБДН при эксплуатации однотипной скважины одной установкой, взамен станка-качалки СКД-6, рассчитанная на основе данных руководящих материалов недропользователя, составила около 4,8 млн руб. в год.

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. Разработан и опробован универсальный метод проведения стендовых испытаний насосного оборудования для прогнозирования рабочих параметров и оценки эффективности работы бесштанговой системы добычи нефти на основе гидромеханического погружного редуктора (ГМПР), что дает возможность оптимизировать напорно-расходные параметры проектируемой системы в зависимости от диаметров плунжеров насосов для достижения максимального коэффициента полезного действия.

2. Методика интерпретации графических результатов исследований – зональный анализ динамограмм работы насоса в зависимости от структуры и состава добываемого скважинного флюида, позволяющий осуществлять мониторинг добычи в режиме онлайн, с целью дальнейшей оптимизации работы оборудования в зависимости от наблюдаемых режимов и рабочих параметров, для обеспечения стабильности отбора продукции из скважины без срывов подачи.

3. Разработаны критерии определения области применения технологии бесштанговой добычи нефти на основе гидромеханического погружного редуктора (ГМПР), показывающие преимущество эксплуатации установки на малодебитном и осложненном фонде добывающих скважин, в зависимости от глубины спуска при различных осложняющих факторах (кривизна ствола скважины, высокая обводненность скважинного флюида, повышенный газовый фактор, малый приток нефти, залповый вынос механических примесей).

Степень достоверности результатов. Достоверность результатов диссертационного исследования обеспечена использованием комплекса данных ранее выполненных лабораторных, стендовых и промысловых исследований и аналогичных современных данных. Результаты диссертационной работы получены путем использования передовых методик проведения исследовательских работ с

помощью уникального стендового оборудования и непосредственно на нефтяных добывающих скважинах.

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 131 странице машинописного текста. Работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка сокращений и списка литературы, содержит 31 таблицу, 29 рисунков и 1 (одно) приложение с 5 (пятью) актами о внедрении установок и проведении опытно-промысловых испытаний на нефтепромыслах. Библиографический список включает 102 наименования.

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

По состоянию на начало 2023 г. по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК» (Кулапин, 2023) 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 Поволжья и Западной Сибири (Камалетдинов, 2024).

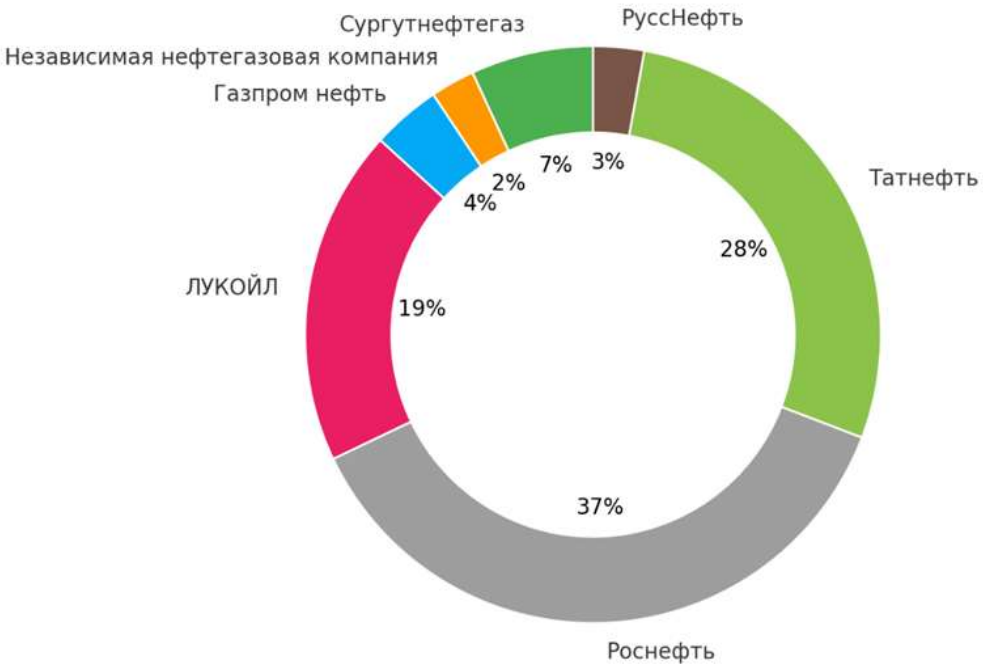


Рисунок 1.1 – Доля бездействующего фонда скважин по нефтяным компаниям на начало 2023 г. (по данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»)

С проблемой роста бездействующего фонда 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 определиться с понятием «малодебитные скважины» (Никишенко, 2008; Temizel and others, 2020).

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). Объем отбора флюида зависит от глубины залегания продуктивного пласта, 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 (Никишенко, 2008):

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

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

Граничные условия применимости формулы (рисунок 1.1) лежат в пределах значений $Q \leq 100$ м^3/сут, $H \leq 3000$ м. Для условий, когда значения Q или H превышают данные значения, скважины переходят в разряд средне- и высокодебитных, эмпирическая зависимость принимает следующий вид (Никишенко, 2008):

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

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 (Никишенко, 2008). Такие скважины эксплуатируются в переменном режиме с краткосрочной остановкой.

На круговых диаграммах (рисунок 1.1, 1.2) видно, что основным параметром для определения производительности является высота подъема флюида. По открытым данным по фонду скважин ПАО «Газпром нефть» на 2020 г. из 2807 скважин с дебитом менее 30 м^3/сут у 67% скважин глубина уровня жидкости ниже 2500 м (Музычук, 2020).

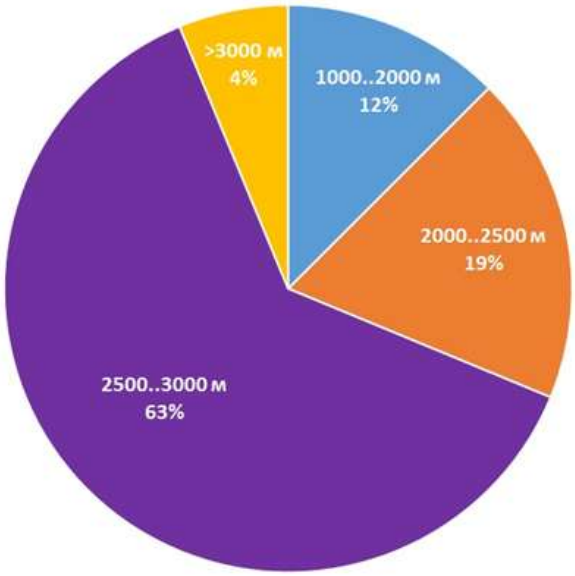


Рисунок 1.2 – Распределение скважин малодебитного фонда
ПАО «Газпромнефть» по глубине залегания нефтенасыщенных пластов

Малодебитный фонд скважин условно можно разделить на две группы (Карапетов и др., 1966; Харьков, 1967; Николаев и др., 1980):

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

2. Скважины с малым дебитом нефти и высокой обводненностью. К 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 (Николаев и др., 1980; Афанасьев и др., 1991).

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.) (Карапетов и др., 1966; Харьков, 1967; Чубанов, 1987).

1.2. Анализ основных технологий механизированных методов освоения добычи на малодебитных скважинах

Добыча нефти из скважин малодебитного фонда 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 (Зайцев и др., 1981).

Малодебитный фонд скважин эксплуатируется механизированными способами добычи нефти. 60% действующего малодебитного фонда скважин оборудовано установками штанговых глубинных насосов (УШГН), скважины с установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) малой подачи составляют 17%, эксплуатирующиеся методом периодической эксплуатации скважин с УЭЦН – 20%, и 3% фонда эксплуатируется с применением установок электровинтовых насосов (УЭВН) (Булат и др., 2018; Guoxing and others, 2017; Тимашев и др., 2020; Yuanhong and others, 2016; Fan, 2013). Последний метод 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 (Ивановский и др., 2002 [30]; Валовский и др., 2004; Валовский и др., 2016).

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 и 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.

Также известно (Уразаков и др., 2020; Чубанов, 1987), 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 (Ишмурзин, 2006), 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 недостаточной затяжке резьбовых соединений во время монтажа колонны штанг (Ишмурзин, 2006).

Преимуществом применения УШГН является их работа с небольшим коэффициентом подачи при невысоком динамическом уровне жидкости (с коэффициентом подачи меньше 0,2 работают 64% фонда скважин, оборудованных УШГН). Это приводит к увеличению удельных затрат на добычу нефти (Аксенов, 2016; Ивановский и др., 2006).

Применение установок электроцентробежных насосов для малодебитного фонда скважин делает возможной эксплуатацию значительно искривленных стволов скважин и на большой глубине залегания продуктивных пластов (Ивановский и др., 2002 [32]; Минченко и др., 2019; Фархуллин и др., 1975; Онгемах, 1990).

Применение рассматриваемого способа нецелесообразно при работе на малодебитных скважинах с притоком менее 10 $м^3$/сут по причине низкого КПД установок (Рабинович, 2012).

На рисунке 1.3 показаны результаты исследований, проведенных ЗАО «Новомет-Пермь» (Рабинович, 2012), в диапазоне производительностей 10..30 $м^3$/ч КПД УШГН выше на 20%, чем КПД УЭЦН.

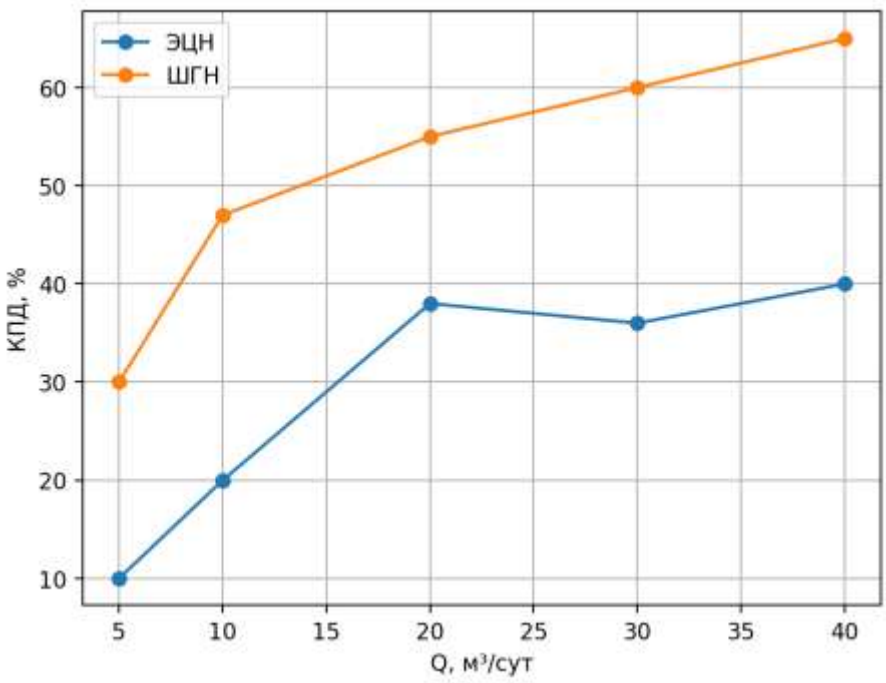


Рисунок 1.3 – КПД глубинных насосных установок различных типов (исследование проводилось ЗАО «Новомет-Пермь») (Рабинович, 2012)

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.

Недостатками применения УЭЦН при периодической эксплуатации скважин являются:

– 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 (Юрченко и др., 2010).

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

Рассмотрим скважины с повышенным газовым фактором, в которых по классификации А.М. Пирвердяна (Пирвердян, 1965):

– газовый фактор более 60 $м^3/м^3$;

– коэффициент подачи насосных установок и их эффективность работы определяется величиной газосодержания на приеме насоса (Временные методические рекомендации по контролю за загрязненностью почв, 1983; Ивановский и др., 2002 [35]).

– коэффициент подачи возрастает до 1,0 и более при периодическом фонтанировании через насос (Булатов, 1977);

– коэффициент подачи насоса интенсивно возрастает при увеличении давления на приеме насоса до давления $P=0,3P_{нас}$, где $P_{нас}$ – 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 (Подкорытов, 2017).

Необходимо отметить, что так же, как и в случае с УШГН, при необходимости обеспечения высоких напоров существенным недостатком является большая материалоёмкость рассматриваемой технологии (Ikekpeazu and others, 2020; Валовский и др., 2009).

В США добычу с помощью УШГН считают эффективной при дебите до 0,39 т/сут (Трахтман, 1984). В работах А.М. Григоряна (Учебное пособие под ред. Зозули, 2009) 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 (Учебное пособие под ред. Зозули, 2009).

Обводненность в горизонтальных скважинах растет медленнее, чем в вертикальных (Кудинов, 2007; Адонин, 1971; Руководство по выбору механизированных способов эксплуатации нефтяных скважин, 1979; Шумилов и др., 1989; Уразаков и др., 1997; Мищенко, 2003).

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 (Николаев и др., 1980) с помощью УШГН будет оставаться рентабельной даже при самой низкой цене нефти на мировом рынке. Вопрос совершенствования техники и технологии добычи нефти с помощью скважинных ШГН по-прежнему актуален, и необходимость продолжения работы по совершенствованию ШГН, а также систем контроля и управления за работой скважины, очевидны (Гилаев, 2016; Ивановский В.Н. и др., 2002 [35]; Каталог продукции компании ООО «Элкам Нефтемаш», 2024).

1.3. Особенности эксплуатации погружной системы бесштанговой добычи нефти

Штанговые насосы, которые распространены в различных регионах для добычи нефти (Уразаков и др., 2020) – это сложное оборудование, которое требует постоянного технического обслуживания и контроля.

Вот некоторые особенности эксплуатации:

– Регулярное техническое обслуживание. Проведение регулярного технического обслуживания 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 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 (Лищук и др., 2022 [46]; Бахтий и др., 2018; Лищук, 2023 [52]), 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.

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%, благодаря 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 (Патент № 2750179 РФ, 2020), схема которой приведена на рисунке 1.4.

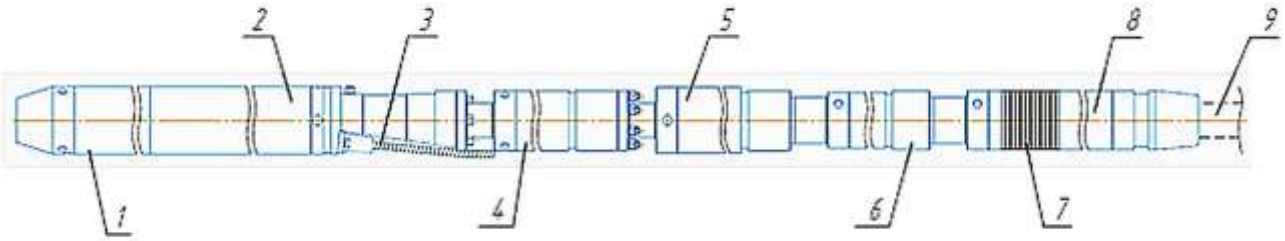


Рисунок 1.4 – Схема погружной бесштанговой
малодебитной насосной установки

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 (Лищук, 2023; Лищук, 2021; Патент РФ № 2728561, 2020; Линев, 1980] 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 преимуществ ГМПР является то, что он позволяет снизить нагрузку на плунжер насоса, что уменьшает износ 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 конструкции, высокой надёжностью и низкой стоимостью (Архипов и др., 2000; Бурмакин, 2011).

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 насосно-компрессорных труб (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 (Патент РФ № 2728561, 2020):

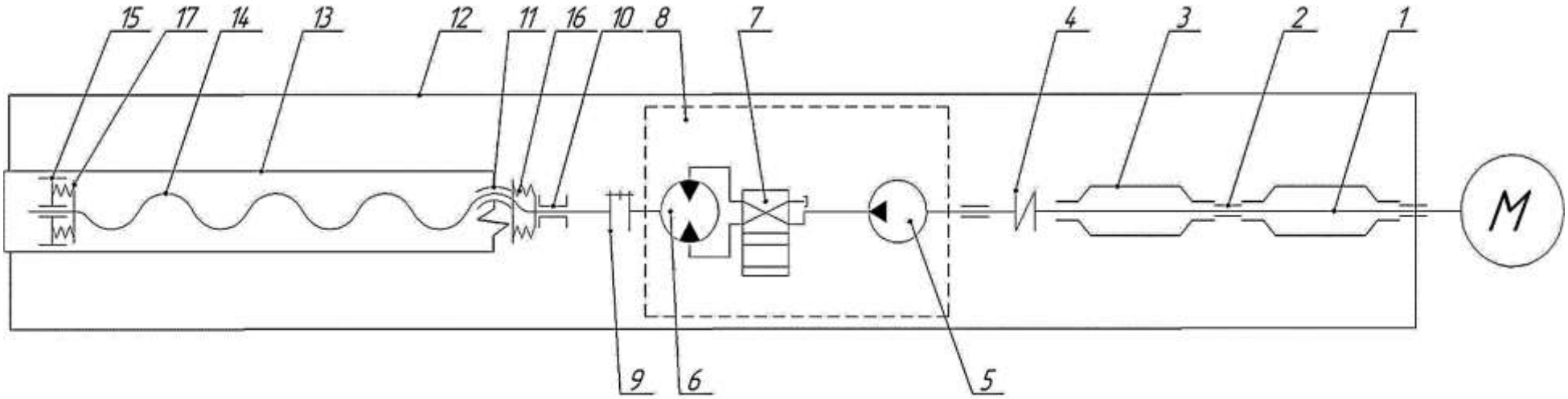
– блока гидрозащиты, представляющего собой концевые детали и корпус, внутри которого установлены две диафрагмы в форме цилиндров для

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 направлениях, что делает конструкцию универсальной и позволяет использовать как с одноходовыми, так и с двухходовыми насосами плунжерного типа. Также 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	Ед. изм.	Значение
Допустимая динамическая нагрузка	кН	165
Требуемая мощность	кВт	не более 7,8
Длина рабочего хода штока	м	2
Диапазон регулирования средней скорости штока	м/с	0,1..0,2
Количество двойных ходов	ед/мин	1,5..3,0
КПД	%	0,87
Температура перекачиваемой среды: с теплообменником/ без теплообменника	^{0}C	110/70
Срок службы	ч	20 000

Применение редуктора ГМПР:

– удобно при освоении горизонтально-направленных скважин;

– исключаются проблемы, возникающие при эксплуатации наземных приводов, что является принципиальным преимуществом применения устройства в северных районах при низких температурах, в том числе при освоении шельфовых месторождений,

– при выходе оборудования из строя исключается вероятность утечек добываемой продукции.

– исключен риск износа НКТ и необходимость в ремонте штанговых узлов в процессе эксплуатации.

Ключевым компонентом в конструкции редуктора ГМПР является его исполнительный механизм. В рассматриваемой конструкции ГМПР используется планетарная ролико-винтовая 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).

Исследовались и сравнивались технические характеристики конструкций, 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 обеспечивает баланс между необходимой грузоподъемностью, надежностью и компактностью. Механизм использует роликовые элементы для преобразования вращательного движения в поступательное, обеспечивая высокую эффективность передачи. В результате проведенного анализа, исходя из соотношения функциональности, эффективности и эксплуатационных характеристик, ПРВП была признана наиболее подходящей для преобразования движения в данной системе.

Сравнение по основным параметрам исполнительных механизмов различных приводов, выполненное фирмой Exlar Corporation (Каталог фирмы Exlar Corporat ion. США, 2001), приведено на диаграмме (рисунок 1.6).

На диаграмме видно, что при прочих равных условиях механизм в виде «винт-гайка» имеет неоспоримые преимущества в ресурсе, грузоподъемности и точности позиционирования.

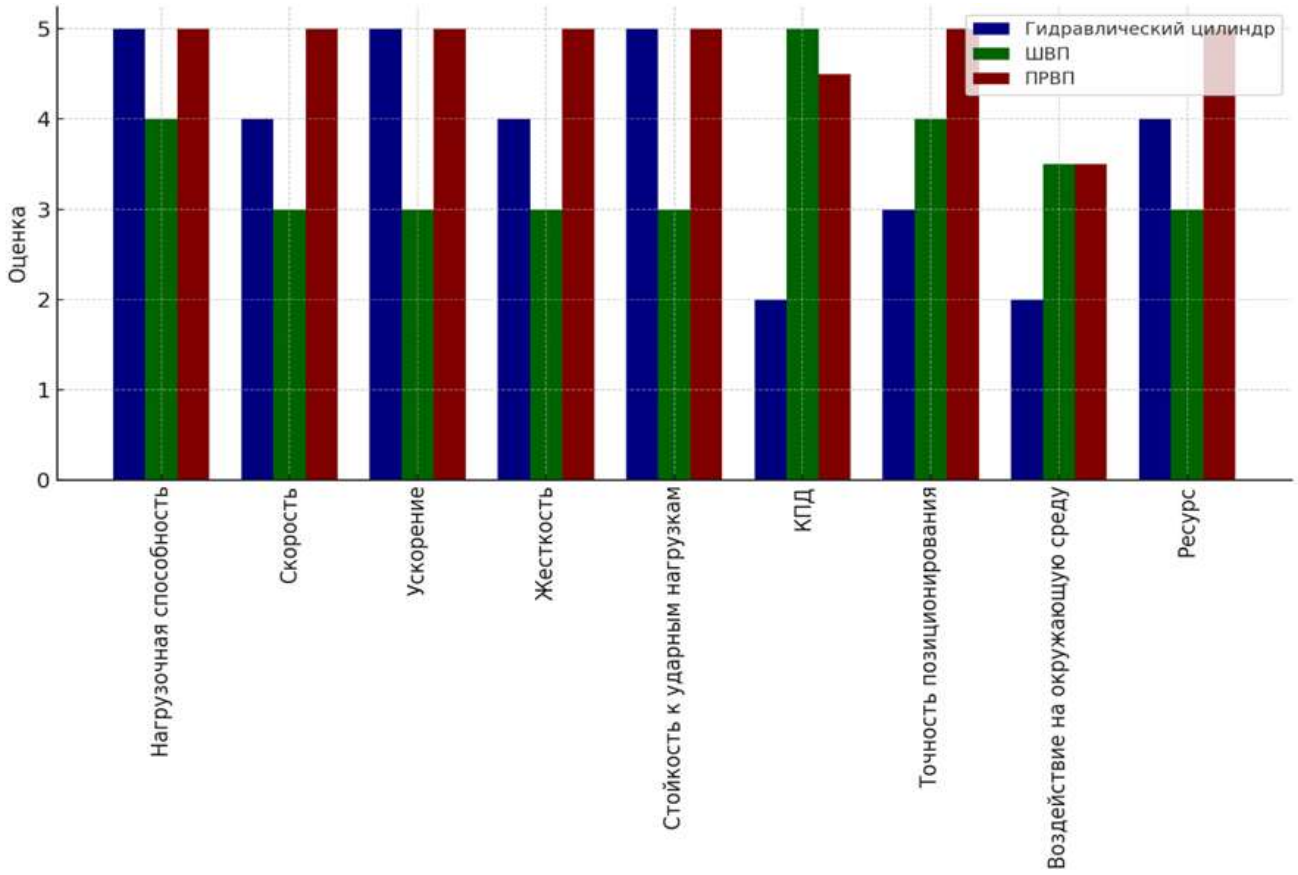


Рисунок 1.6 – Диаграмма сравнительных характеристик силовых исполнительных механизмов гидравлического типа и типов «шар-винт» и «винт-гайка»

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 входят 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.

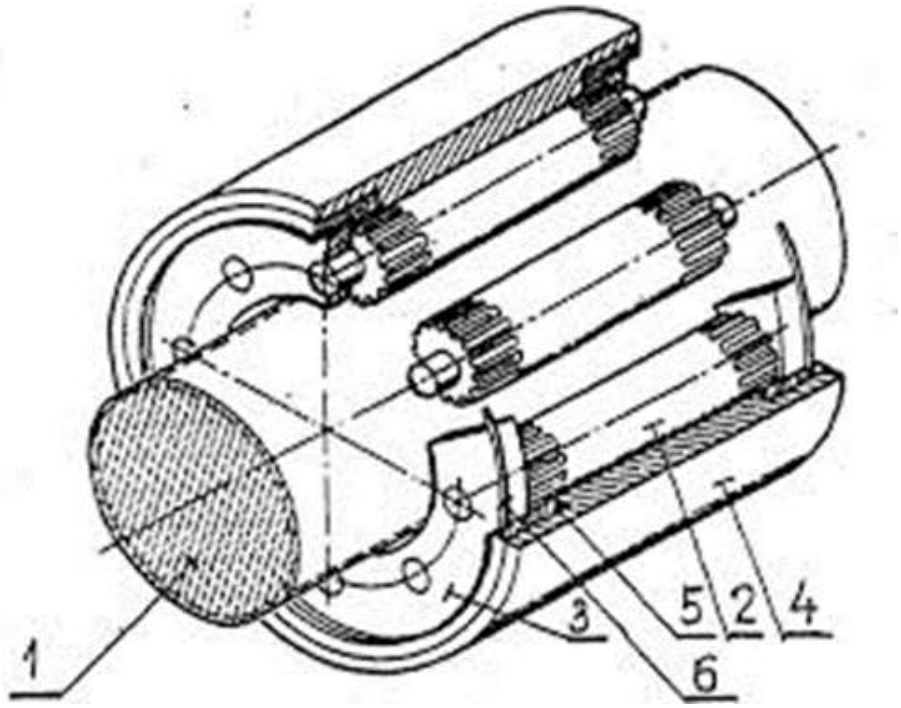


Рисунок 1.7 – Схема планетарной РВП

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. Помимо этого, резьбовые элементы напрямую влияют на точность осевого перемещения выходного звена ПРВП (Блинов и др., 2015).

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 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 (Турпаев, 1982).

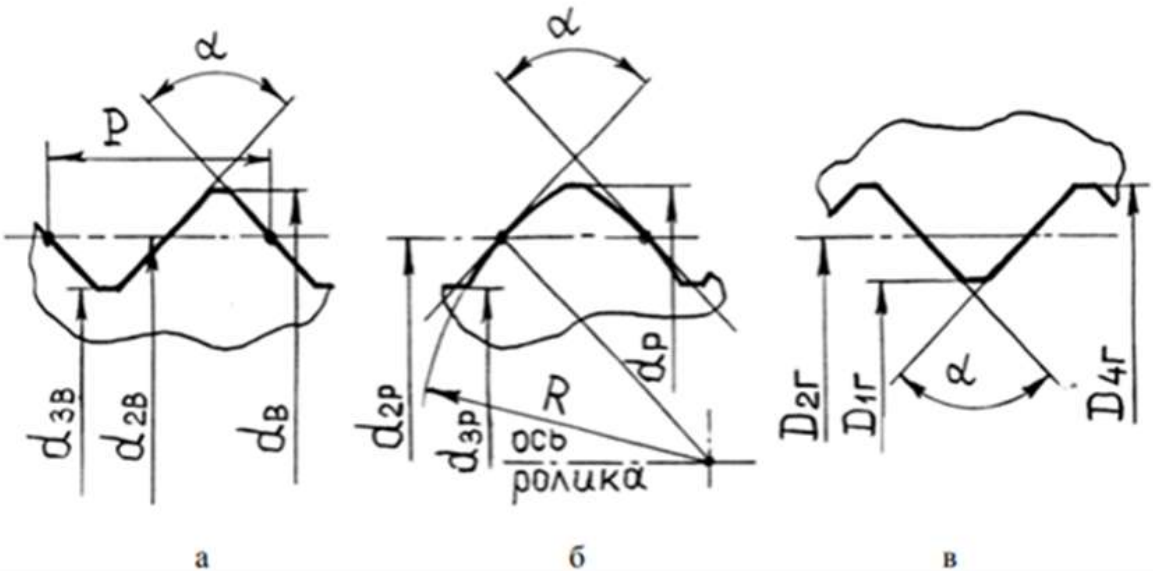


Рисунок 1.8 – Профили витков резьбы узлов ПРВП: а – винт, б – ролик, в – гайка

где α – угол профиля резьбы; р – 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, а именно:

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

2. Реализацию 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

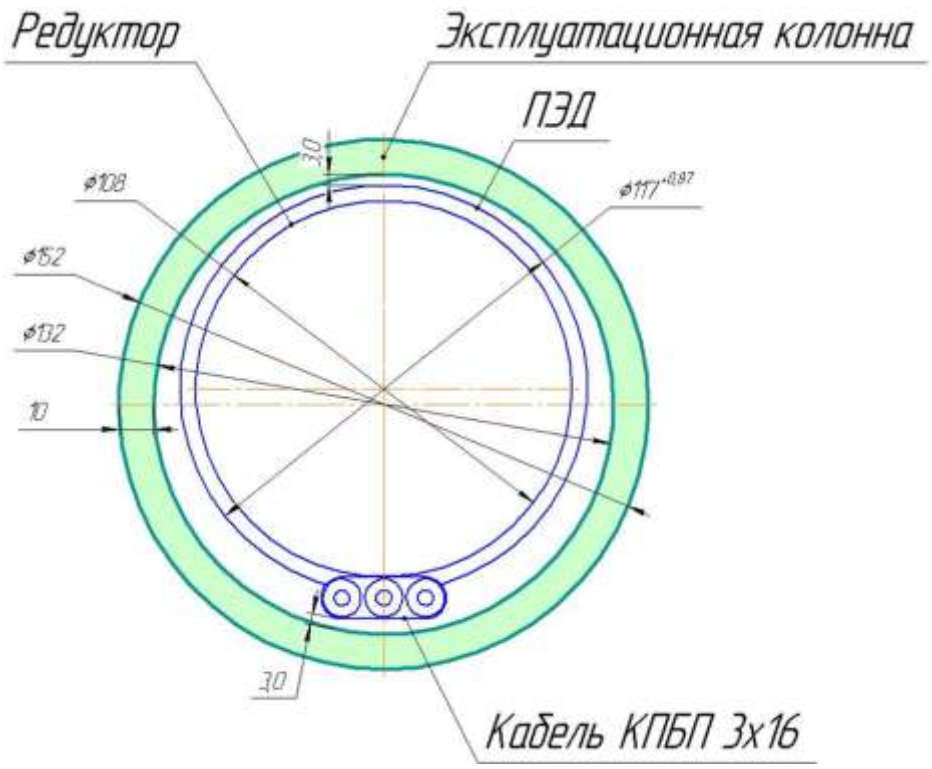


Рисунок 2.1 – Поперечный габарит установки на базе ГМПР

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 [68,69] 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 и колонну НКТ до статического уровня жидкости в скважине.

Согласно [69] 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, 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 [69], 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 [68,69].

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 установки входят:

– Погружной электродвигатель;

– Гидрозащита;

– Гидромеханический привод;

– Плунжерный насос.

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

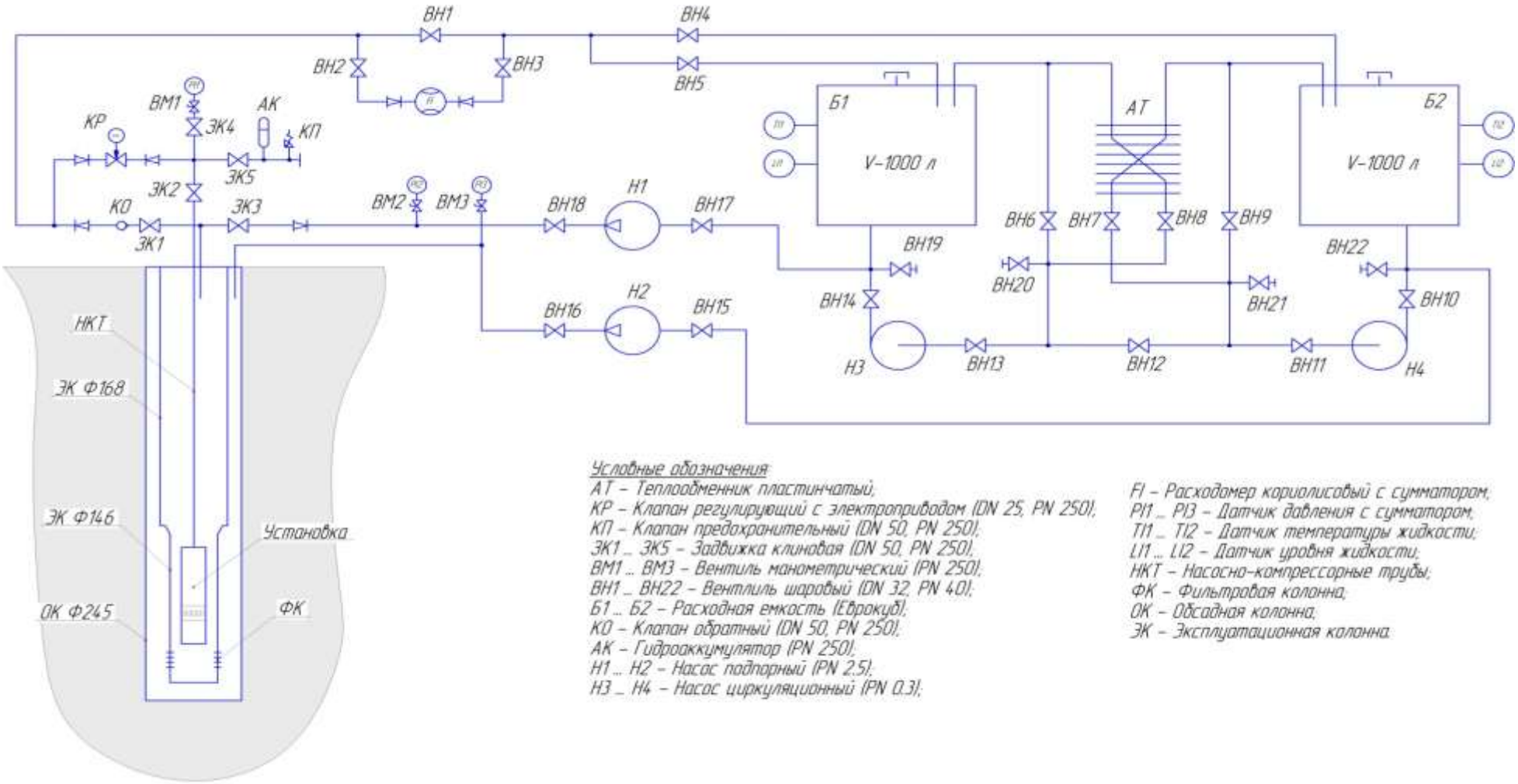


Рисунок 2.3 – Гидравлическая схема испытательной стенд-скважины.

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 о стенд-скважине

№ 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 стенд-скважины

№ 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 стенд-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 объемом 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 проводится определение 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 выполняется процедура 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 контролировать состояние 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.

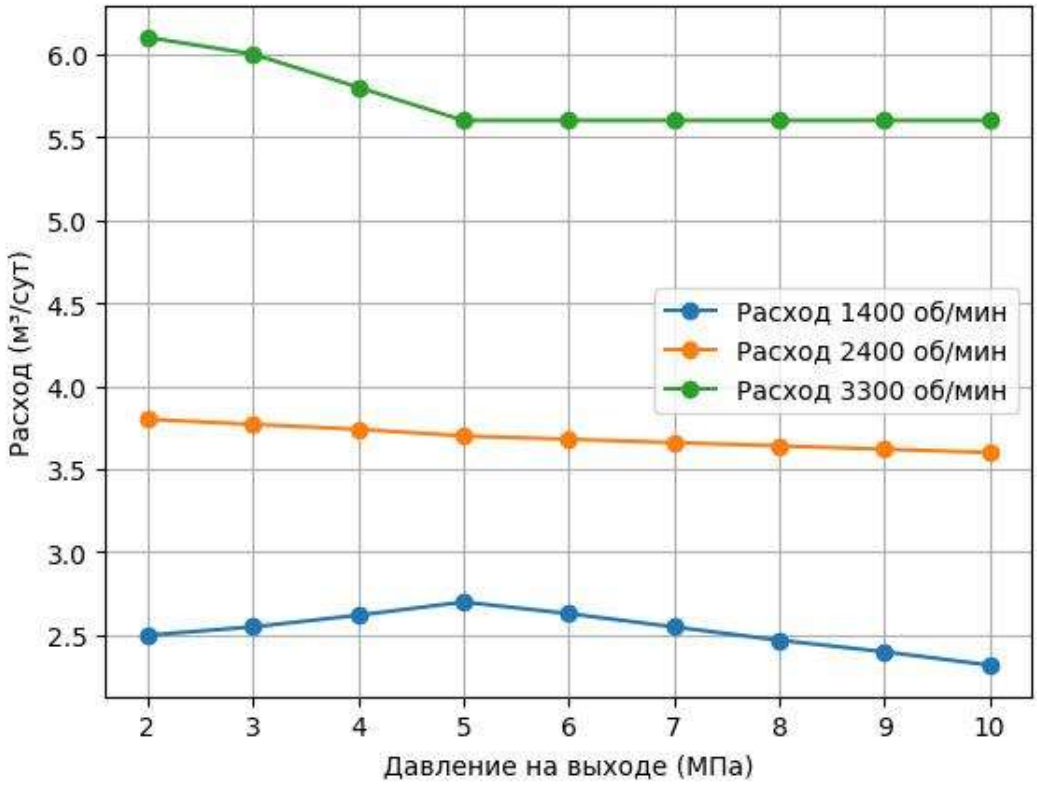


Рисунок 2.4 – Расход установки при различных режимах

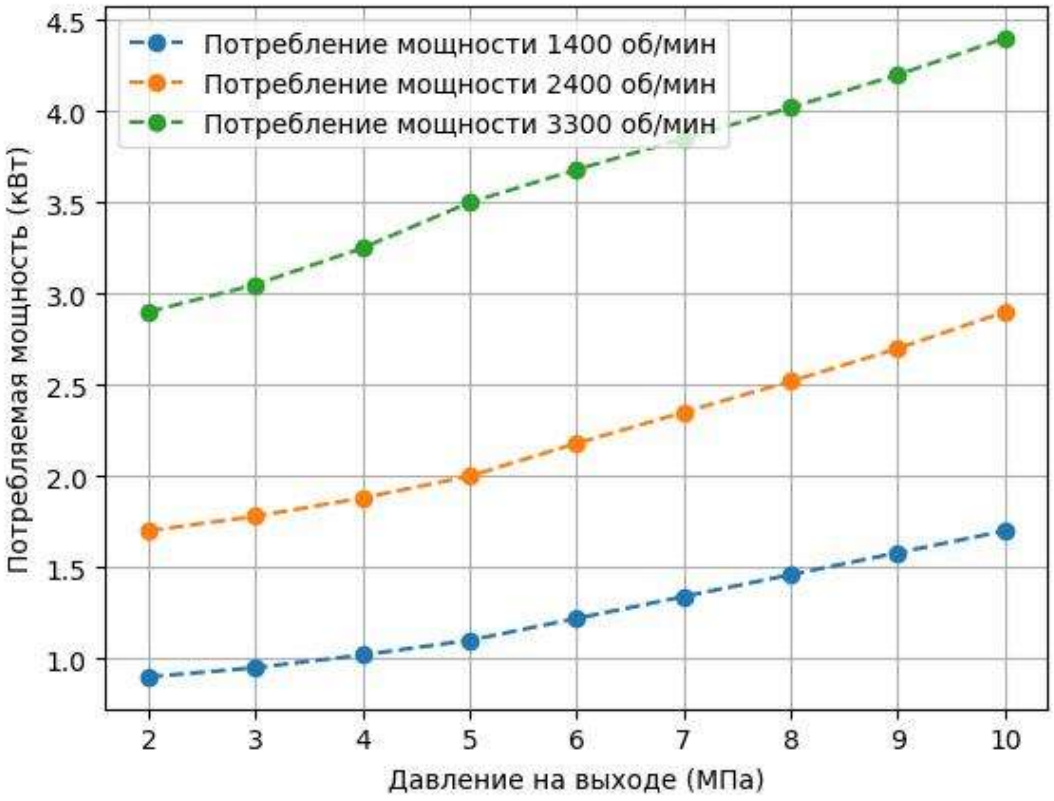


Рисунок 2.5 – Мощность установки при различных режимах

Обкатка оборудования производится при установке частоты тока ПЭД на 25 Гц через СУ. Оборудование запускается на 28 Гц и 1650 об/мин, для настройки выходного давления на 3 МПа используется кран К2, последовательно в процессе испытания выходное давление увеличивается 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, давление на входе поддерживается 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 производится 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:

$$H = \frac{(P_2 - P_1)}{\rho \cdot g} + H_\Gamma + h_\text{п}, \qquad (2.2)$$

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_Γ - геометрическая высота подъёма перекачиваемой среды (м); $h_\text{п}$ - 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:

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

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, МПа	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.
5	4,3	4,3	5,9	6,0	7,8	8,0	9,8	10,1	10,8	10,8
10	4,3	4,0	5,9	5,8	7,8	7,8	9,8	9,8	10,8	10,8
15	4,3	3,9	5,9	5,5	7,8	7,5	9,8	9,4	10,8	10,3
20	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, МПа	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.
5	5,7	4,3	7,9	7,9	10,5	10,5	13,1	13,0	14,4	14,4
10	5,7	4,0	7,9	7,5	10,5	10,1	13,1	12,5	14,4	14,0
15	5,7	3,9	7,9	7,1	10,5	9,9	13,1	12,1	14,4	13,5
20	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, МПа	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.
5	9,6	9,6	13,2	13,0	17,6	17,6	22,0	22,0	24,2	24,4
10	9,6	9,0	13,2	12,6	17,6	16,6	22,0	20,7	24,2	22,8
15	9,6	8,8	13,2	12,0	17,6	16,0	22,0	20,3	24,2	22,3
20	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 15–20 МПа фиксируются отклонения свыше 1–2 м³/сут между теоретическими и экспериментальными показателями. Например, для насоса ННЛ-44 при давлении 20 МПа 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 10 МПа 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 позволяет количественно оценить степень отклонения от теоретических расчетов и выявить причины этих расхождений. Это предоставляет 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 – Мощностная характеристика установки на базе насоса ННЛ-38, кВт

Давление на выходе, МПа	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.
5	1,9	3,0	2,6	3,5	2,6	4,1	3,7	5,3	4,7	5,6
10	3,7	3,1	3,4	3,7	3,4	4,6	4,5	5,3	5,0	5,8
15	4,5	3,3	4,2	4,0	4,7	5,0	5,4	6,0	6,3	6,9
20	5,0	3,6	5,0	4,3	5,7	5,6	6,3	7,1	7,4	7,9

Таблица 2.10 – Мощностная характеристика установки на базе насоса ННЛ-44, кВт

Давление на выходе, МПа	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.
5	2,5	3,9	3,4	4,9	4,6	5,6	5,7	6,9	6,3	7,6
10	5,0	4,2	6,4	5,5	6,5	7,1	7,7	8,4	9,2	9,7
15	7,5	4,6	8,1	6,0	9,5	7,5	11,7	9,1	12,0	11,9
20	10,0	5,0	10,2	6,7	12,0	7,7	14,2	11,2	14,6	13,9

Таблица 2.11 – Мощностная характеристика установки на базе насоса ННЛ-57, кВт

Давление на выходе, МПа	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.
5	3,8	5,3	5,7	6,6	7,7	8,2	9,6	9,7	10,5	10,4
10	7,4	7,1	9,6	8,7	11,6	9,8	14,0	12,0	14,7	14,0
15	11,0	8,5	14,5	11,0	15,6	12,8	18,5	15,0	20,0	18,1
20	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 15 – 20 МПа 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 (15–20 МПа) и высоких частотах вращения (более 1500 об./мин). Для насосов моделей ННЛ-57 и ННЛ-44 при давлении 20 МПа 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, МПа	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.
5	94	94	95	95	96	98	97,3	98	97,5	98
10	94	87	94	88	95	94	96,8	97	96,5	97
15	93	85	95	87	95	95	96,1	91,5	95,5	98
20	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, МПа	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.
5	94	94	95	95	96	98	97,5	98	97,5	98
10	93	87	94	88	95	94	96,5	97	96,5	97
15	93	85	95	87	95	95	96,5	98	95,5	98
20	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, МПа	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.
5	94	95	94	95	94,5	97	94,5	97	94,5	98
10	93	87	93	87	94	88	94,5	91	94,5	91
15	92	85	93	85	93	83	93,5	86	93,5	88
20	92	83	93	81	92,5	83	93	88	92,5	88

Меньшие отклонения отмечаются при низких давлениях (до 5 МПа) 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 5 МПа 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 10 МПа) и частотах вращения до 1200 об./мин. Это свидетельствует об их стабильной и предсказуемой работе в реальных условиях при средних нагрузках, что делает 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 установок в указанном диапазоне снижает износ оборудования, что повышает срок службы и снижает расходы на обслуживание.

Итоговые характеристики приведены на рисунках 2.6 – 2.8.

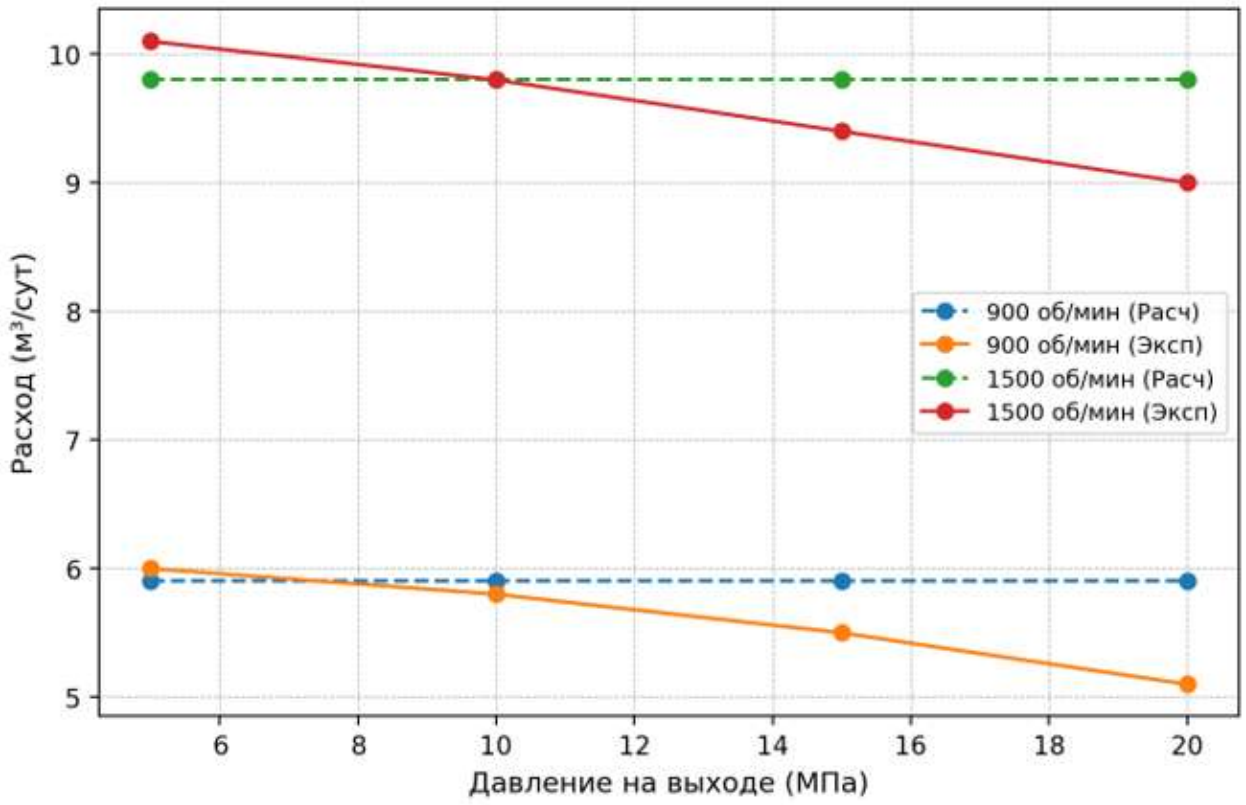


Рисунок 2.6 – Характеристика «производительность» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), м^3/сут

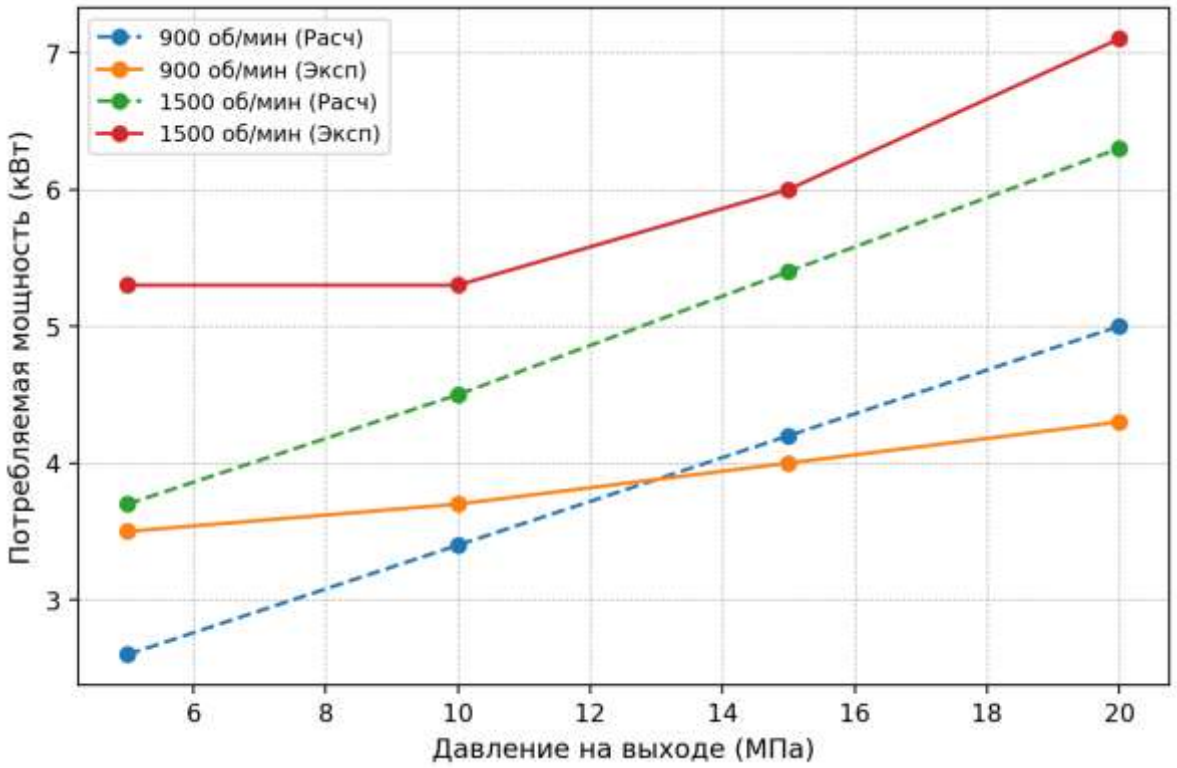


Рисунок 2.7 – Характеристика «потребляемая мощность» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), кВт

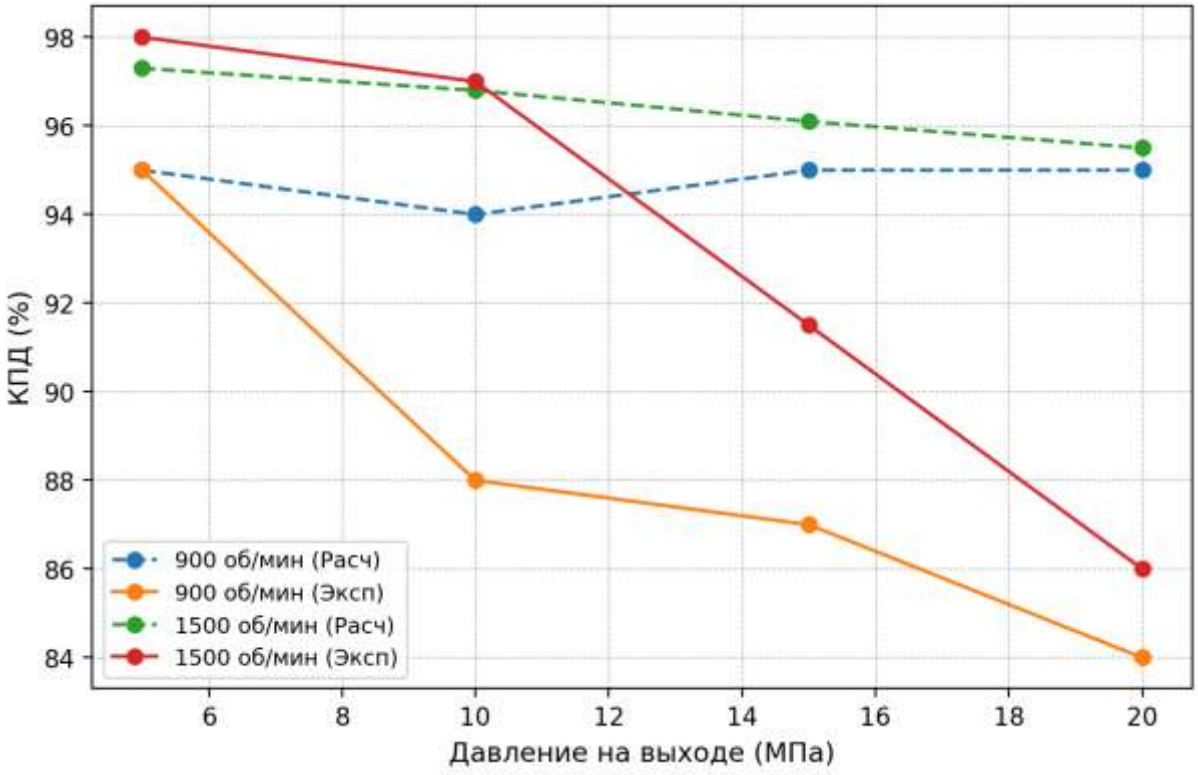


Рисунок 2.8 – Характеристика «КПД» установки на базе насоса ННЛ-38 (900..1500 об./мин.), %

На рисунке 2.9 приведена схема данной установки (Патент РФ № 2766656, 2022; Уразаков, 1993), которая рекомендована для промысловых испытаний.

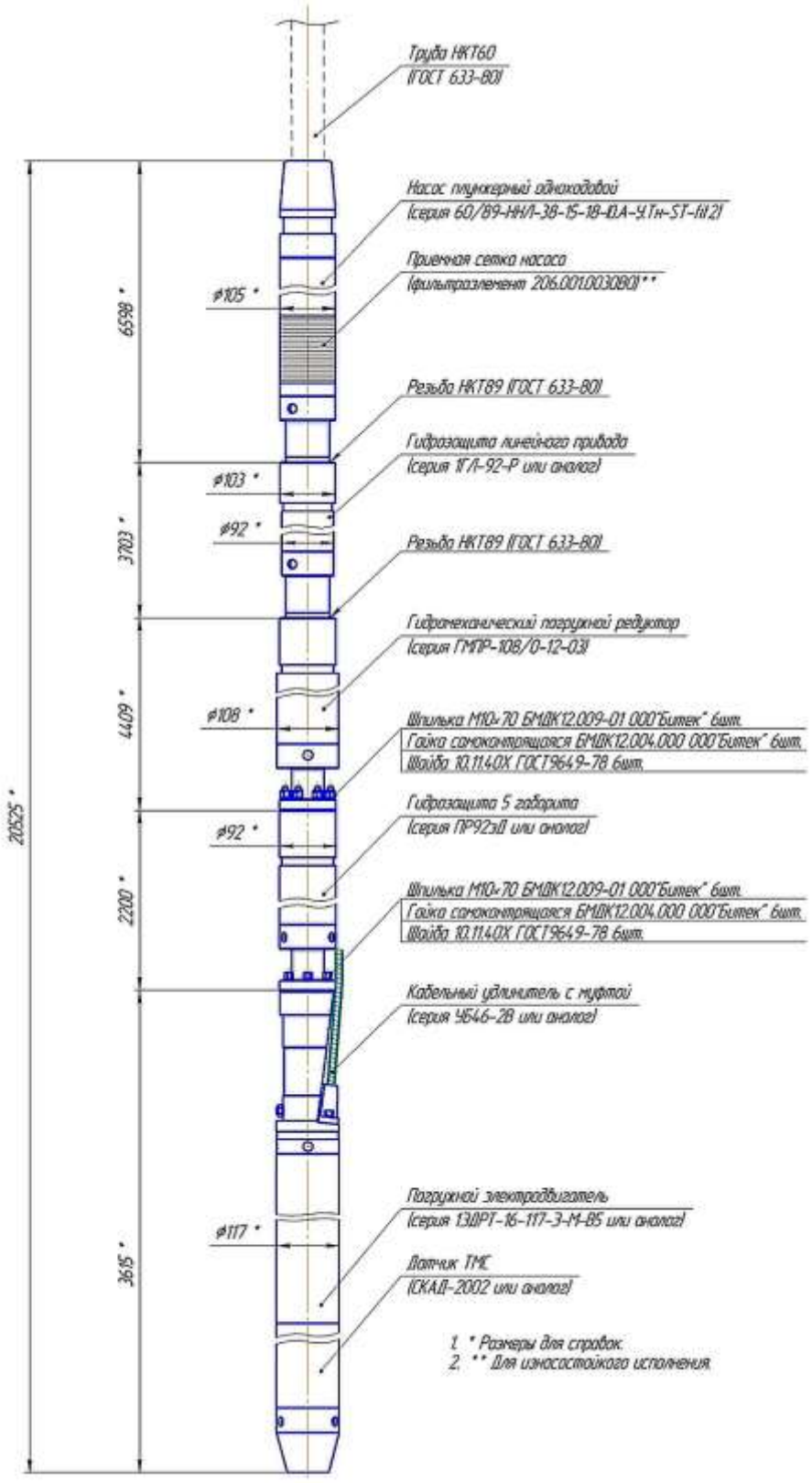


Рисунок 2.9 - Схема погружной нефтяной плунжерной насосной установки

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. Наиболее значительные расхождения между экспериментальными и расчётными параметрами наблюдаются для насосов ННЛ-44 и ННЛ-57 при давлениях в диапазоне 15 – 20 МПа 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.

3. 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.

4. Данная модель насоса продемонстрировала минимальные расхождения между расчетными и экспериментальными параметрами при низких и средних давлениях (до 10.0 мПа) 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 °C 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 %, чтобы избежать 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 градус 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);

– 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 исследования работы установок проводились на скважинах с различными осложнениями.

3.1.2. Процедура опытно-промысловых испытаний

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 действующие добывающие скважины последовательно монтировались компоненты установок, испытанных ранее на стенд-скважине, а именно (см. 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 (Лищук, 2023).

При дальнейшем спуске установок на необходимую глубину каждая НКТ заполняется 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 – они 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 сред нее 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

Существуют и успешно применяются методики подбора глубинного насосного оборудования для различных скважин (Ивановский и др., 2002 [35]). Данные методики основываются на моделях работы системы «пласт-скважина-насосная установка», которые разрабатываются как минимум насколько десятилетий.

В настоящей работе подбор скважин-кандидатов для новой установки, осуществляющей технологию бесштанговой добычи нефти плунжерным насосом на малодебитном фонде, осуществлялся по другим критериям.

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

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 эксплуатируемых нефтегазовых месторождений недропользователями выделяются несколько часто встречаемых осложнений при добыче, в том числе малодебитыми скважинами (Уразаков и др., 2024; Уразаков, 2012):

– 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 были проведены 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, 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 (Овчинников и др., 2008). 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°. 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

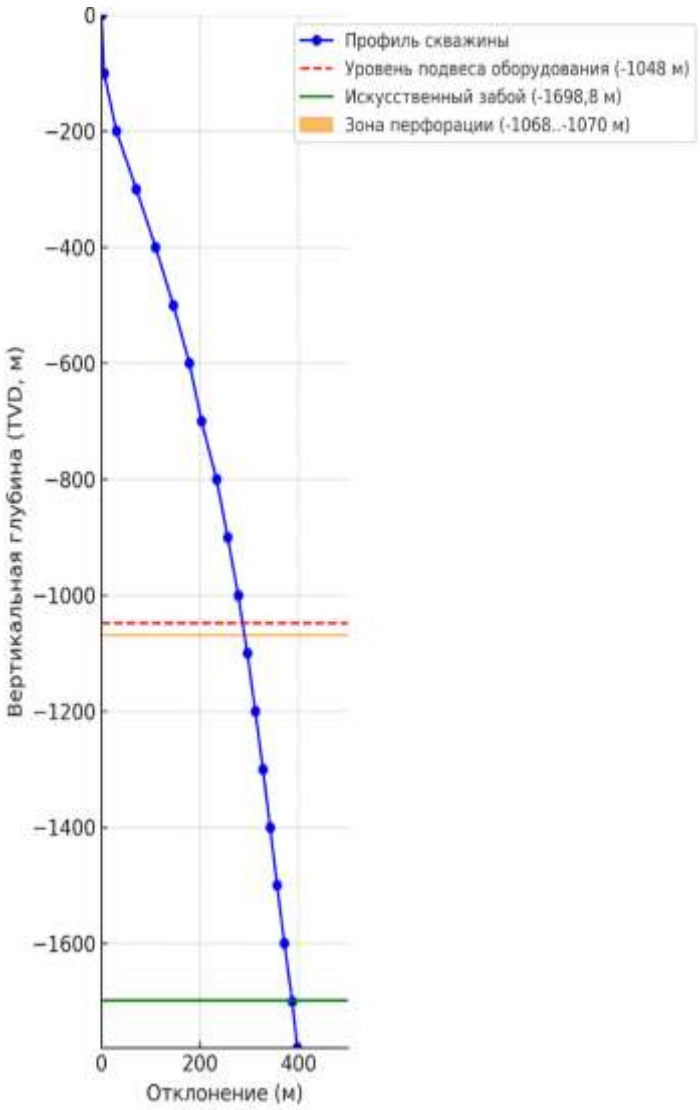


Рисунок. 3.1 – Инклинометрические данные скважины Ромашкинского нефтяного месторождения

Месторождение Нефтяные Камни ГНКАР «SOCAR»

Осложняющие факторы: повышенное газосодержание 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 состоит в качестве 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, в результате чего образуется газонефтяная 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.

ОПИ 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 рассмотренных морских скважин (Сулейманов, 1981) используются следующие способы эксплуатации: газлифтный (Нефтяные камни) и насосный (Пираллахи) 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. Характеристики скважины 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 (Уразаков и др., 2020), 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

(Круман, 1977), 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 (Уразаков, 1993) 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 также может стать осложняющим фактором при недостаточной затяжке резьбовых соединений во время монтажа колонны штанг (Уразаков и др., 2020).

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 освоения искривленных и горизонтально-направленных скважин. Исследовали разработанную технологию

на нефтяной скважине Ромашкинского месторождения (Лищук и др., 2022), инклинометрические данные которой представлены в разделе 3.2. В нашем случае, при отсутствии глубинных штанг, вероятность обрыва исключается. 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 $м^3$/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 определено 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 показала свою работоспособность в условиях эксплуатации в сильно искривленной скважине. 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 32,1 кВт на $м^3$ добываемой продукции в сутки.

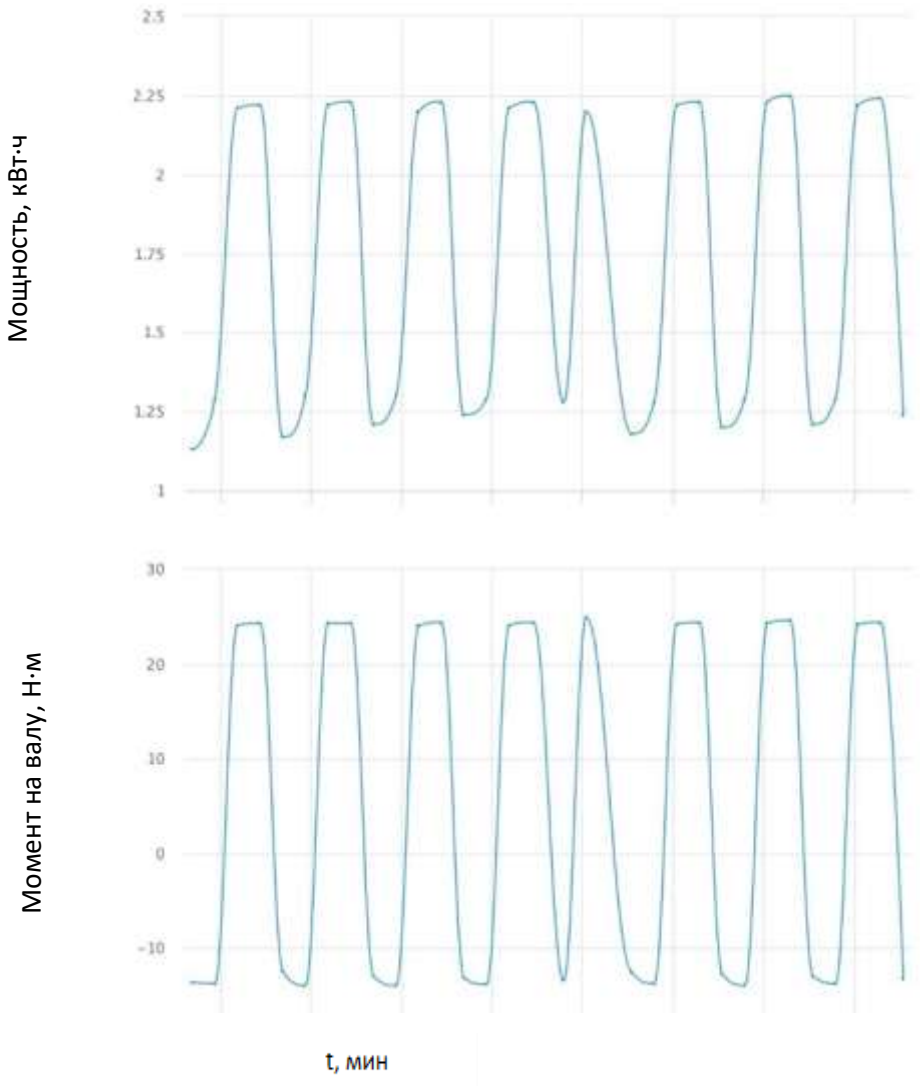


Рисунок 3.2 – Циклический график потребления электроэнергии
и развиваемого момента приводом при работе в установившемся режиме

Анализируя циклограмму (рисунок 3.2) в части формирования различных экстремумов («острых» и «сглаженных»), можно предположить, что эти эффекты связаны с периодическими явлениями в работе насоса и могут указывать на сокращенный интервал времени изменения нагрузки, из-за особенностей прохождения плунжера через определенные зоны и могут быть связаны с:

– наличием механических примесей в потоке;

– неравномерным распределением нагрузки при ходе плунжера;

– возможностями системы компенсации давления.

Специфика бесштанговой технологии и всей системы в целом отражается на виде динамограммы. Относительно «прямоугольная» форма динамограммы в бесштанговой системе обусловлена отсутствием упругой деформации колонны

штанг, более стабильным характером движения плунжера, прямым приводом от электродвигателя.

В классической схеме штанговой добычи ШГН (Валеев и др., 2018; Вирновский, 1971; Справочное пособие по выбору глубинно-насосного оборудования для добычи высоковязкой нефти, 1988) с применением станков-качалок динамограмма имеет форму параллелограмма из-за упругой деформации колонны штанг, больших инерционных сил при их движении и неравномерности хода плунжера.

При этом прямоугольная форма динамограммы свидетельствует о более эффективном использовании мощности привода и меньших потерях на механические колебания системы по сравнению с традиционной штанговой установкой.

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 роликовинтовая передача (Патент № 2766656 РФ, 2022). Этот компонент установки состоит из вала со специальной резьбой и гайки (см. рисунок 1.7), представляет 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 РВП по специальной технологии (Ряховский, 2019).

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

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

где: S – число ходов, хода/мин, $l_г$ – длина фактического перемещения гайки.

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:

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

где $d_{\text{пл}}$ – диаметр плунжера, м; $l_{\text{г}}$ – длина фактического перемещения гайки, м.

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

Производительность плунжерного насоса 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 [85], что теоретическая подача глубинного штангового насоса с приводом от станка-качалки рассчитывается по формуле (3.5):

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

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

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

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

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

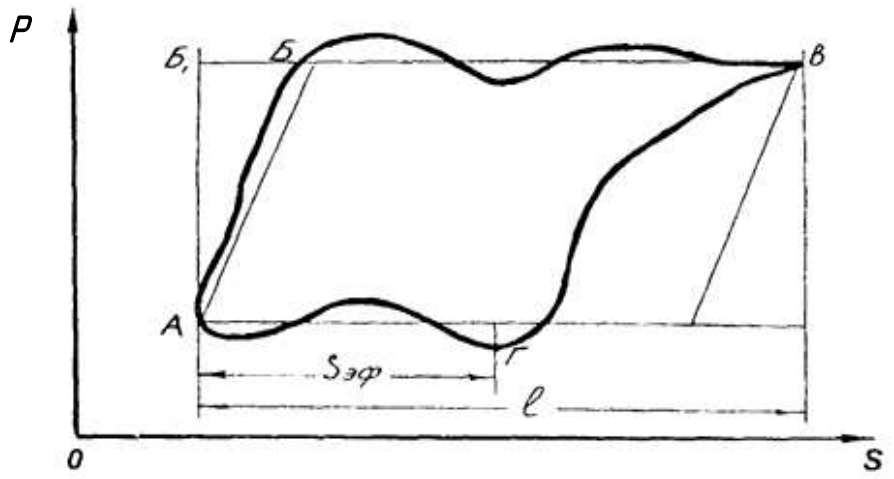


Рисунок 3.3 – Пример классической динамограммы УШГН

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.

На диаграмме 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.

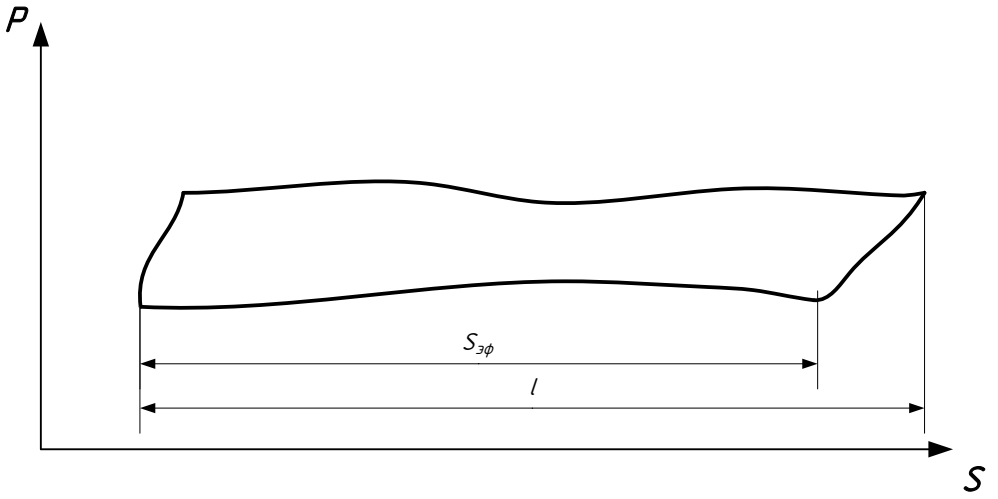


Рисунок 3.4 – Пример динамограммы для насосной установки с ГМПР

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 (Валеев и др., 1979; Бурцев, 1978). На рисунке 3.5 приведена динамограмма плунжерной насосной установки с гидромеханическим погружным редуктором (ГМПР), полученная в ходе опытно-промышленных испытаний на скважине Ромашкинского месторождения.

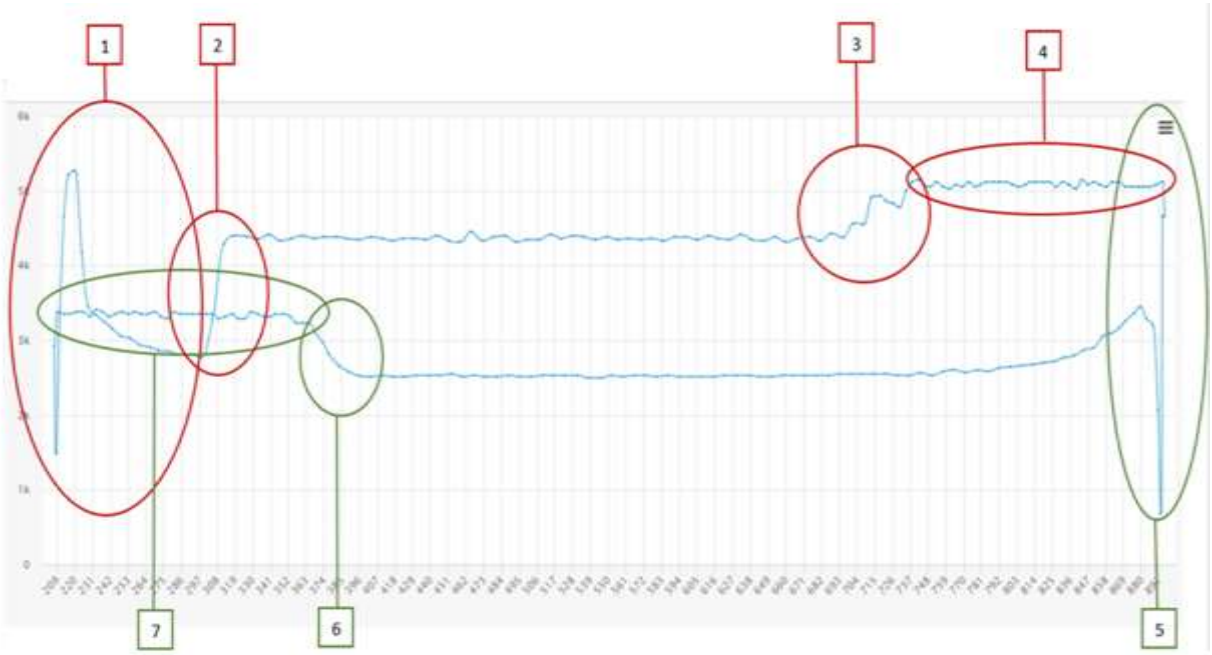


Рисунок 3.5 – Динамограмма при работе на исследуемой скважине с обозначением зон оценки коэффициента подачи

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

Таблица 3.6 – Интерпретация динамограммы работы БСДН по фазам и зонам

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

Области 1 и 2 на динамограмме (см. рисунок 3.5) в начале цикла нагнетания указывают на недостижение полного объёма заполнения насоса, что может быть вызвано фазовой неоднородностью (наличие газа) или механическими ограничениями.

Анализ динамограмм с использованием визуальной оценки позволяет диагностировать причины недоиспользования насоса и скорректировать режим его работы путем регулировки скорости вращения двигателя и длины хода плунжера. Применение данной методики в рамках ОПИ позволило добиться стабилизации режима работы и увеличения коэффициента подачи в ряде случаев с 0,72 до 0,91.

Действительно, анализируя реальную динамограмму (рисунок 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.

Рассмотрим основные этапы цикла и сопутствующие явления.

Начальный этап – плунжер в крайнем нижнем положении. Состояние: Плунжер находится в нижней мертвой точке. Нагрузка: определяется весом столба жидкости. Клапан: происходит открытие всасывающего клапана.

Этап подъема – захват жидкости. Динамика нагрузки: наблюдается плавное увеличение нагрузки. Гармоники - колебания возникают из-за неравномерной подачи жидкости, пульсаций давления в системе и общих механических колебаний. Идет процесс начала захвата плунжером газожидкостной смеси (зоны 1,2).

Рабочий ход. Наблюдается относительно стабильное движение, нагрузка достигает постоянной максимальной величины (интервал от зоны 2 до зоны 3). Колебания значений нагрузки вызваны следующими факторами: уплотнение среды и принудительное закрытие нагнетательного клапана, т.н. сжатие гидравлического демпфера (зона 4). При этом могут наблюдаться гидродинамические эффекты, связанные с перераспределением механических примесей и газа в смеси. Нагрузка достигает максимума.

Этап спуска (зона 5) характеризуется резким снижением нагрузки в силу закрытия всасывающего и открытия нагнетательного клапана. Нагрузка снижается

до минимума в данном цикле и снова возрастает до определенного рабочего уровня, где стабилизируется на номинальном значении.

Завершающий этап (интервал от зоны 5 до зоны 6) - плунжер движется вниз, нагнетательный клапан закрывается. В результате система готовится к началу нового рабочего цикла. Зона 7 при этом характеризуется некоторым увеличением нагрузки, в силу торможения на нижнем демпфере и резким переходом на границе зоны 7 в зону 1, в связи с подготовкой к новому рабочему циклу.

Действительно ключевым фактором, определяющим характер нагрузки, является отсутствие колонны штанг, что радикально меняет механику передачи нагрузки:

– исчезает упругая деформация штанг, выполняющая функцию сглаживания резких изменений нагрузки;

– прямые механические связи между плунжером и приводом приводят к усиленной передаче динамических нагрузок;

– грубые фронты динамограммы (резкие перепады нагрузки) отражают мгновенные изменения усилий в установке;

– зоны неполного заполнения цилиндра насоса (зоны 1 и 2 по таблице 3.6) обуславливаются отсутствием демпфирующего эффекта от штанг.

Механические упоры и сопротивления (демпферы, клапаны) преобразуют эти импульсы в резкие скачки усилия, передающиеся на плунжер и привод. Результатом является формирование грубых фронтов динамограммы с аномальными всплесками в ключевых фазах работы (нагнетание, реверс, преодоление сопротивления).

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 (Лищук и др., 2022 [46]), месторождения Пираллахи – механическими примесями в виде иловых отложений (Гусейнова и др., 2014). 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 (Гусейнова и др., 2014) 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 работающей насосной установке. Продукция скважины представлена пластовым флюидом, состоящим из углеводородных соединений и воды (плотность 1005 кг/м3, влагосодержание 80-99,7%, количество взвешенных частиц не более 737 мг/л при температуре пластового флюида +34° С).

Освоение скважины проводилось 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 (ВНР) 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, предупредить осложнения при работе оборудования (рисунок 3.6).

На середину сентября 2023 г. удалось достигнуть увеличения срока эксплуатации до 90 сут. Фактическая наработка составила более 100 сут. 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.

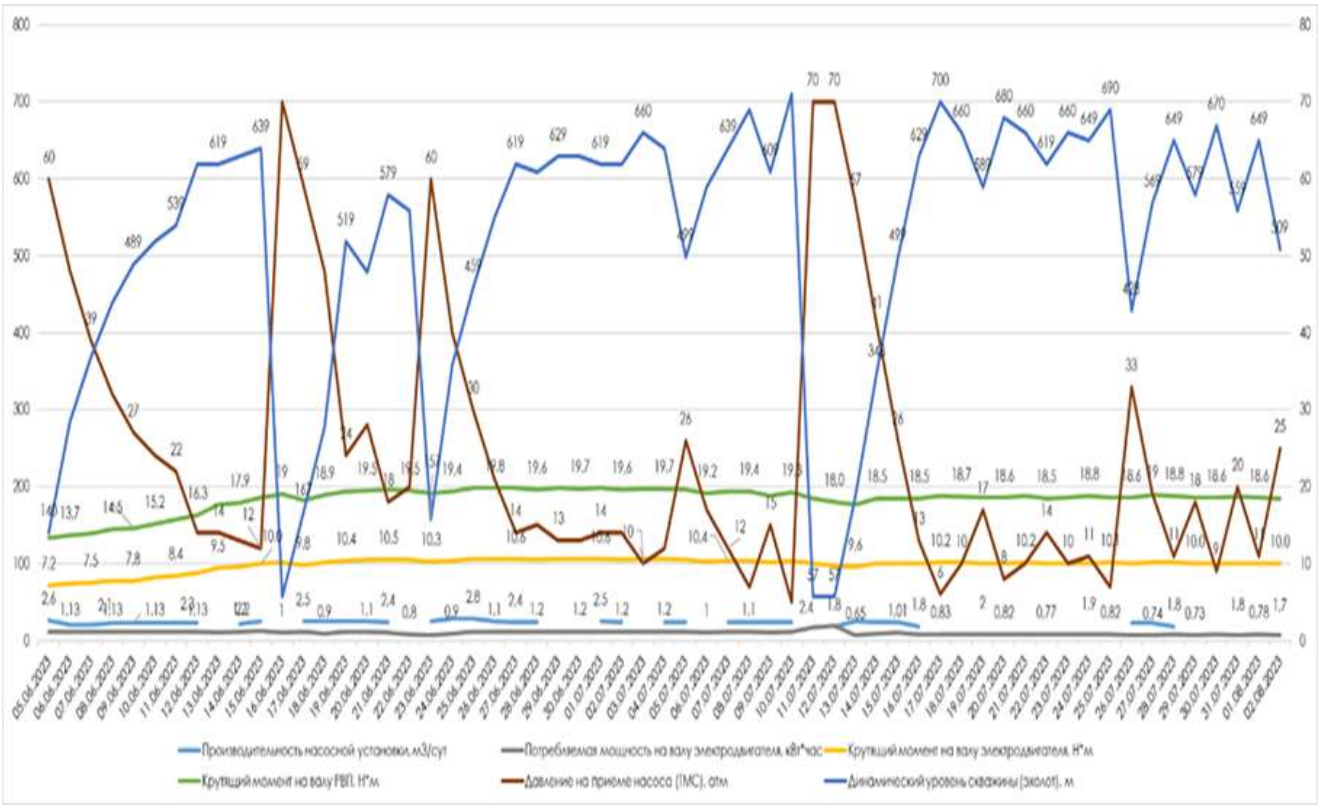


Рисунок 3.6 – Основные параметры работы установки на Каспии

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», заключающийся 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 прекращению притягивания механических примесей и частичек иловых отложений 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 к снижению давления с последующим его выводом на прежнее номинальное значение эксплуатации (рисунок 3.7).

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

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.

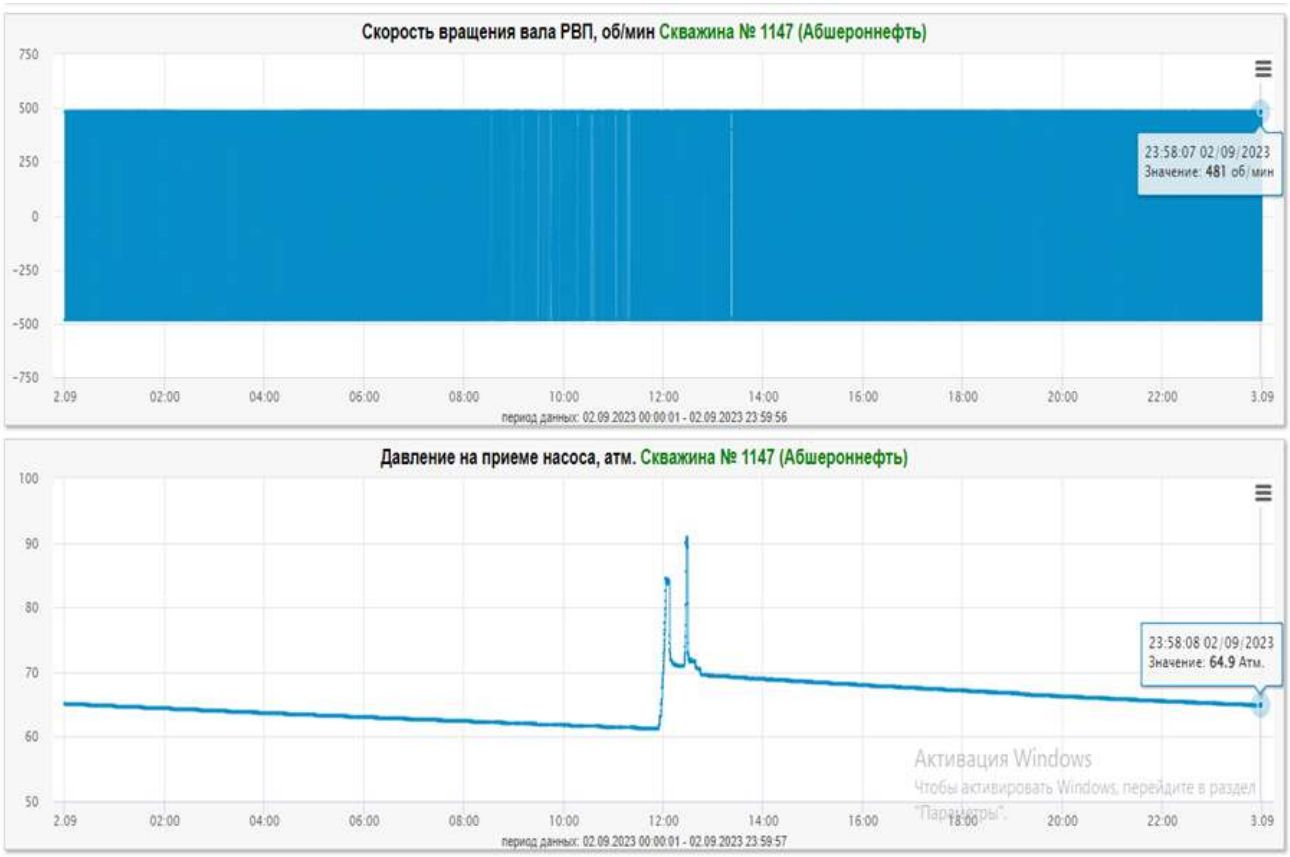


Рисунок 3.7 – Онлайн диаграмма роста давления из-за процесса накопления механических примесей и применения режима «стряхивания»

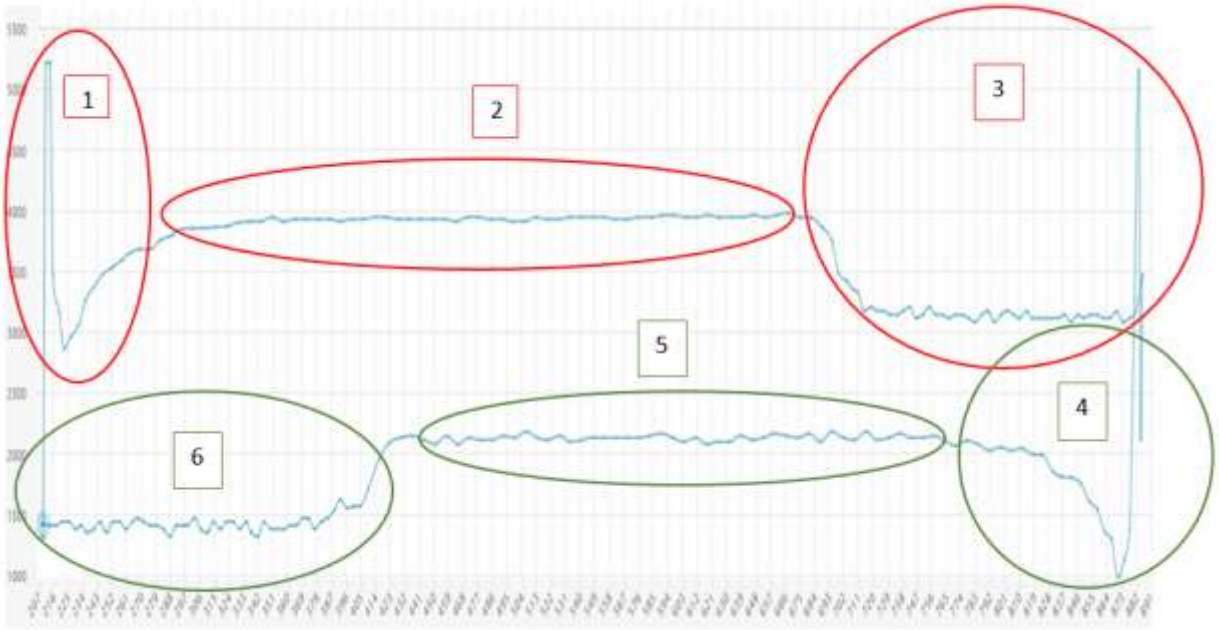


Рисунок 3.8 – Типовая динамограмма работы установки
в скважине месторождения Пираллахи

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

Фаза	Зона	Описание
Нагнетание		Незначительные газовые включения, влияние на подачу минимальное.
		Полное заполнение цилиндра, стабильная нагрузка, номинальный режим.
		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.

Полученные экспериментальные данные свидетельствуют о резком снижении потребляемой мощности. Удалось снизить потребляемую установкой мощность с 4-5 кВт до 0.4-0,8 кВт. Экспериментальные данные приводятся в таблицах 3.8 и 3.9.

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.

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.		

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 (Ивановский и др., 2008).

Эксплуатация скважины с новым оборудованием осуществлялась в режиме освоения после замены работавшей на этой скважине установки УЭЦН-80-1650 общепринятого исполнения (Ивановский и др., 2008; Ивановский и др., 2013).

Освоение скважины проводилось 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:

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

– Непрерывные замеры дебита, потребления электроэнергии, крутящего момента, давления на приеме насоса, его температуры, скорости вращения двигателя.

– При критическом выбросе проппанта или накапливании иных механических примесей, (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, предупредить осложнения 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 и потреблением электроэнергии 186 кВт·ч/сут, показатели по энергопотреблению составили 14,31 кВт·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 плунжерного насоса с ГМПР (27.03.2024) на скважине Мегионского месторождения составила 180 сут.

В таблице 3.10 приводится выкопировка из графика режима работы скважины за недельный период.

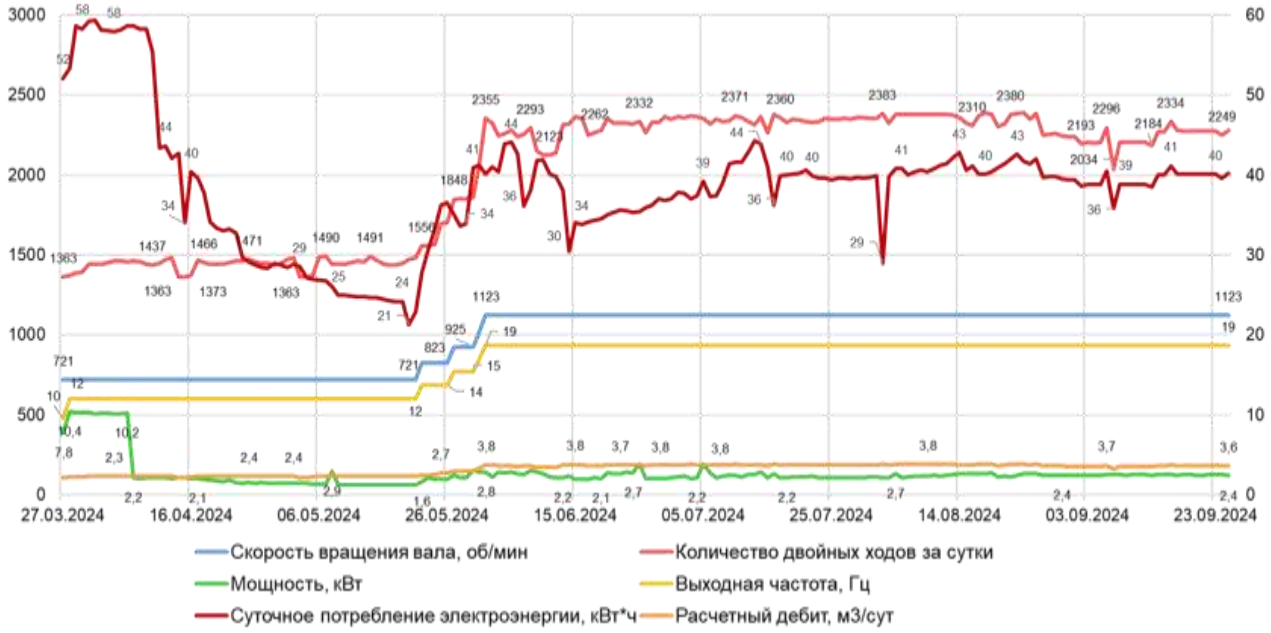


Рисунок 3.9 – Основные параметры работы установки на протяжении 180 сут

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

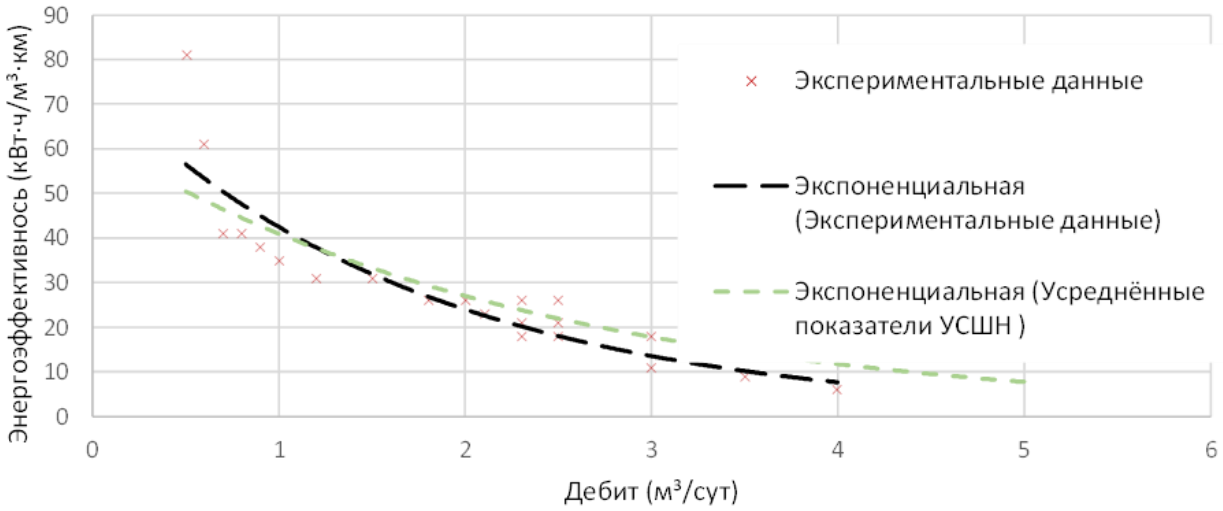


Рисунок 3.10 - Зависимость энергоэффективности от дебита экспериментальной установки

При изменении режимов отбора с периодического, характеризующегося длительным временем накопления (ЭЦН), на постоянный непрерывный (ГМПР), содержание нефти в продукции данной скважины увеличилось.

Для сравнения данные сведены в таблицу 3.11.

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 г., т	912	657

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 характеризуется разрывом линии нагрузки.

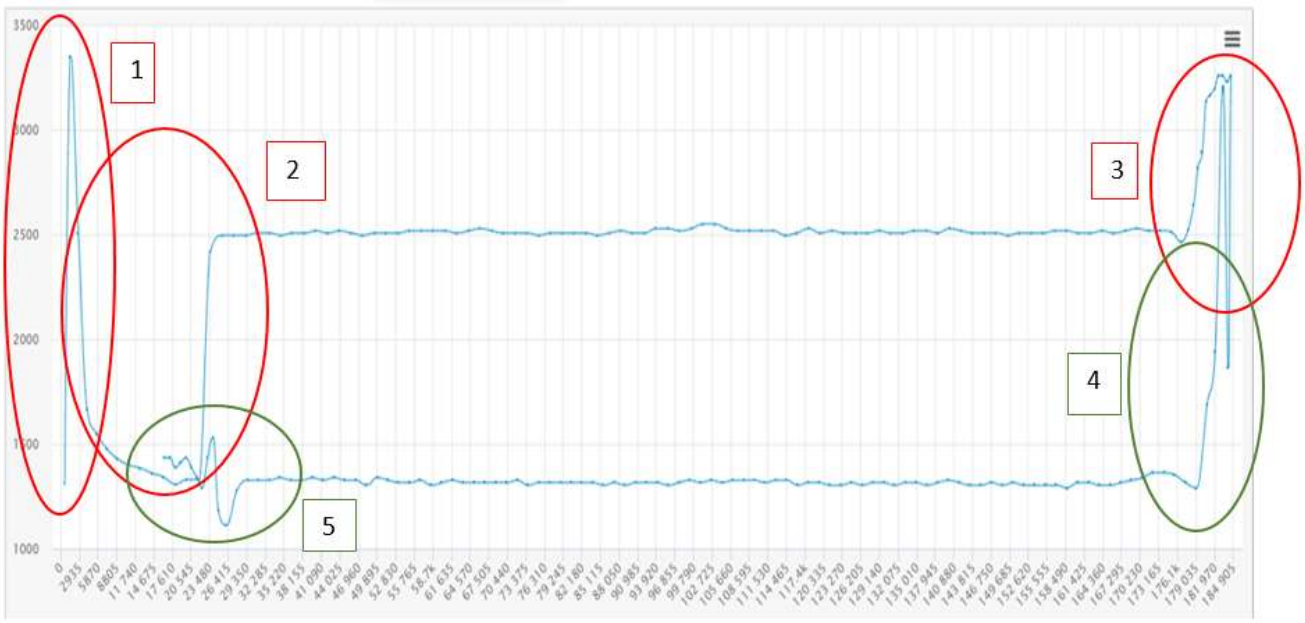


Рисунок 3.11 – Типовая диаграмма работы установки
в скважине Мегионского месторождения

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

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

Фаза	Зона	Описание
Нагнетание		Быстрый набор нагрузки, заполнение цилиндра полное, газовых пробок нет.
		Кратковременный провал – вероятно задержка нагнетательного клапана или единичный проскок газа.
		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.

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

Время перехода от рабочего хода на реверс примерно в два раза больше обратного процесса и составляет 2,7 и 1,3 сек. Выход на рабочий ход с «провалом» по нагрузке связан с наличием свободного газа, а 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.

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 по зонам 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 Пираллахи	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

Проанализировав приведенные выше параметры, следует отметить, что глубина спуска установки на скважине Мегионского месторождения самая большая – 1660 м, (Ромашкинское месторождение – 1048 м, Нефтяные Камни – 957 м, Пираллахи – 753 м), что не коррелируется с требованиями по удельному энергопотреблению и характеризует различную практическую приоритетность данного параметра при требуемой наработке на отказ.

Чем больше глубина спуска, тем сложнее обеспечивается напор и тем приоритетнее является применение новой установки и технологии добычи нефти, что хорошо согласуется с данными авторов работ (Уразаков и др., 2024; Clegg, 1997; Temizel and others, 2020).

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

4.1. Описание принятой в эксплуатацию насосной установки бесштанговой технологии 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 – смеси нефти, попутной воды и нефтяного газа максимальной плотностью до 1500 кг/м^3 – из нефтяных скважин.

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

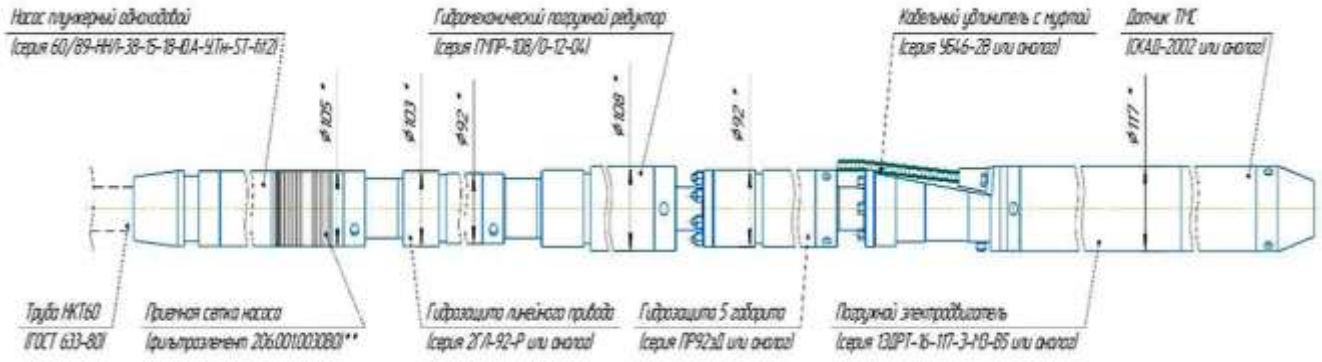


Рисунок.4.1 – Итоговая компоновка установки.

В систему 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, констатируем: СБДН при всех прочих равных условиях 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.

КПД технологии УШГН со станком-качалкой в 1,5 раза больше по сравнению с СБДН, (для сравнения – КПД технологии УЭЦН в 2,5 раза ниже, чем с СБДН).

При одинаковой глубине спуска энергопотребление снижается как минимум в 1,5-2,0 раза, что позволяет достигать существенной экономии затрат на электроэнергию.

При ОПИ на Мегионском месторождении подтверждена экономия энергозатрат в 66 тыс. руб. в год, что при целевом фонде малодебитных скважин 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) при ОПИ

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

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 – Основные технические характеристики 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)	$м^3$/сут	2,7	3,7	5,3	7,1	11,8

Также в сравнении с другими методами добычи обобщены важнейшие параметры областей оптимального применения разработанной технологии, которые приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Основные технологические критерии применения предлагаемой технологии в сравнении с другими для малодебитного фонда.

Технологические критерии	ГМПР Разработанный в настоящей работе	УШГН Штанговый глубинный насос – станок качалка	Винтовой с погружным приводом	УЭЦН с погружным приводом
Производительность установки по жидкости, $м^3$/сут	30	20	30	30
Потребляемая мощность, кВт*ч	13-42	7,5-20	12-32	32-45
Развиваемый напор, м	2500-2800	1700	1500	2500
Глубина спуска, м	2500-3000	1800	2000	3000
Газовый фактор, $м^3/м^3$	1800	200	1000	200
Количество мех.примесей, мг/$дм^3$	3000	1200	500	500
Режим работы	постоянный	постоянный	постоянный	периодичес-кий
Кривизна ствола, град./м	5/10	2/10	2/10	2/10

Анализируя данные параметров, приведенных в таблицах 4.1 и 4.2, делаем вывод, что главным критерием использования разработанной технологии, реализуемой установкой на основе ГМПР, является перевод нерентабельного фонда МДС, (см. раздел 1.1). Так в процессе анализа литературных источников обнаружен тезис об эффективной добыче нефти даже при «сверхмалых» дебитах (Трахтман, 1984). Причем увеличение глубины спуска ведет к уменьшению дебита, при этом очень важно снижать удельное энергопотребление.

Так при прочих равных условиях дебит увеличивается по мере уменьшения глубины спуска и наоборот (таблицы 4.1, 4.2). Значение КПД зависит только от диаметра плунжера насоса и мощности двигателя, которыми комплектуется

установка. Следовательно, критерий оптимальности для достижения максимального дебита определяется по значению КПД установки из таблицы 4.1.

По результатам исследований можно констатировать, что разработанная с целью увеличения межремонтных периодов технология может применяться на скважинах, осложненных повышенным выносом механических примесей, критической кривизной ствола, а также на 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 (Лищук и др., 2023 [50]; Лищук и др., 2023 [51]; Бахтий и др., 2018 [8]; Бахтий и др., 2018 [9]; Лищук, 2023 [52]).

4.4. Технология добычи установками с ГМПР. Регламентированный цикл эксплуатации.

Результаты практики показывают, что эксплуатация малодебитного и осложнённого фонда скважин традиционными механизированными способами добычи характеризуется высокой вероятностью отказов, обусловленных не столько конструктивными дефектами насосного оборудования, сколько нарушением условий устойчивого режима отбора. Известно, что для плунжерных насосных систем устойчивость работы определяется соблюдением рациональных параметров нагрузки и кинематики рабочего цикла. Так в главе 3 настоящей работы экспериментально подтверждена информативность режимных и диагностических параметров (в частности, динамограмм) для оценки состояния СБДН.

В этой связи технология эксплуатации скважин с СБДН должна рассматриваться как регламентированный жизненный цикл, представляющий собой формализованную последовательность технологических операций, диагностических процедур и управленческих решений, направленных на обеспечение устойчивой работы насосной системы в любых условиях эксплуатации.

Согласно предлагаемому техническому регламенту по работе с СБДН, цикл эксплуатации скважины структурируется в виде набора последовательно

реализуемых этапов, каждый из которых имеет определённые цели, входные данные, критерии завершения и фиксируемые параметры. Обобщённая структура жизненного цикла технологии СБДН приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Этапы жизненного цикла технологии эксплуатации скважины с СБДН

Этап	Цель этапа	Ключевые контролируемые параметры	Основные риски
Подбор СБДН	Обеспечение соответствия оборудования условиям притока	Дебит, депрессия, глубина, напор	Срыв подачи, перегрузка
Подготовка скважины	Устранение геометрических и гидравлических ограничений	Забой, шаблон, свойства жидкости	Заклинивание, АСПО
Монтаж и спуск	Сохранность оборудования	Кабель, контактные нагрузки	Повреждение ПЭД, КЛ
Запуск	Начальная проверка работоспособности	Ток, направление вращения	Перегрев, кавитация
Вывод на режим	Стабилизация отбора	Частота, нагрузка	Срыв подачи
Подтверждение режима	Фиксация устойчивого состояния	Дебит, уровень, изоляция	Ложная стабильность
Эксплуатационный контроль	Раннее выявление отклонений	Динамограмма, ток, давление	Прогрессирующий отказ
Управление режимами	Снижение неустойчивости	Параметры АПВ	Частые остановки
Отказ и анализ	Установление причин	Паспорт, разборка	Повтор отказа

Такая структуризация позволяет рассматривать технологию СБДН не как набор разрозненных операций, а как замкнутую систему управления процессом добычи, в которой каждый этап формирует исходные условия для последующего.

Ключевым элементом жизненного цикла технологии СБДН является обязательность онлайн мониторинга всех этапов опытной эксплуатации с формированием информационной базы, необходимой для анализа эффективности работы оборудования и расследования причин возможных отказов.

Именно наличие сопоставимых данных по режимам работы позволило провести корректный анализ ОПИ на скважинах Мегионского месторождения, и связать изменения формы динамограмм с конкретными технологическими воздействиями, что в свою очередь способствовало достижению требуемой наработки на отказ, приведшей в конечном итоге к более рентабельной добыче нефти на скважине-кандидате.

4.5. Оценка экономического эффекта

Используя собственные данные и более ранние Руководящие документы (РД) (Методика подбора типоразмера и работы штанговой глубинно-насосной установки, 1980; Нормативы затрат при эксплуатации штанговой глубинно-насосной установки, 2019), 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 $м^3$/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) – 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 времени текущего обслуживания – 17,4 сут/г.;

– потеря добычи от простоя – 60,9 т/г.;

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

Выводы к главе 4

1. На основе проведенных опытно-промышленных испытаний определена итоговая компоновка установки бесштанговой добычи нефти (раздел 4.1).

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

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 обводненности 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 (глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит), которые позволили определить критерии применения БСДН:

– глубина спуска установки до 2500 м;

– газовый фактор до 1800 $м^3/м^3$;

– кривизна ствола скважины 5/10 град./м;

– количество мех.примесей до 3000 $мг/дм^3$.

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 нет жестких ограничений по глубине спуска плунжерного насоса в скважину (более 3000 м), 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 (объемного расхода жидкости, напора, потребляемой мощности и КПД системы).

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

4. Обоснованы итоговая компоновка и направления внедрения установки бесштанговой добычи нефти. Проведена систематизация параметров (глубина спуска установки (напор), диаметр плунжера, мощность двигателя и оптимальный дебит), которые позволили определить критерии применения БСДН:

– глубина спуска установки до 2500 м;

– газовый фактор до 1800 $м^3/м^3$;

– кривизна ствола скважины 5/10 град./м;

– количество мех. примесей до 3000 мг/дм^3.

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

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

3. Адонин, А.Н. Выбор способа добычи нефти / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1971.

4. Адонин, А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1964.

5. Аксенов, Д.А. Применение винтовых насосов при эксплуатации малодебитных скважин / Д.А. Аксенов // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень, 16-20 мая 2016 г. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет. – 2016. – С. 74-76.

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

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

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

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

10. Блинов, Д.С. Математическое и программное обеспечение для обработки результатов метрологических измерений деталей роликовинтовой передачи / Д.С. Блинов, М.И. Морозов, П.Д. Анисимов // Наука и Образование. – МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. – 2015. – № 01. – С. 12–31.

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

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

13. Бурмакин, А. М. Низкоскоростной дугостаторный асинхронный двигатель для станков-качалок малодебитных нефтяных скважин: диссертация кандидата технических наук: 05.09.01 / А.М. Бурмакин. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, 2011. – 166 с.

14. Бурцев, И.Б. К определению коэффициента подачи штангового глубинного насоса. / И.Б. Бурцев, Ф.И. Ибрагимов. // Физикохимия и разработка нефтяных месторождений. (Труды института УНИ). – 1978. – С. 45-49.

15. Валеев, М.Д. Оптимизация режимов откачки обводнившихся нефтей из скважин / М.Д. Валеев, Р.Х. Ахмадеев, М.Б. Газетдинов // Технология добычи нефти и бурения скважин. – БашНИПИнефть. – 1979. – №56. – С. 70-76.

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

17. Валеев, М.Д. Глубинно-насосная добыча вязкой нефти / М.Д. Валеев, М.М. Хасанов. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1991.

18. Валовский, В.М. Цепные приводы скважинных штанговых насосов / В.М. Валовский, К.В. Валовский – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – 492 с.

19. Валовский, В.М. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Учебное пособие / В. М. Валовский, К. В. Валовский, Г. Ю. Басос, Н. Г. Ибрагимов, В. Г. Фадеев, А. В. Артюхов. – М.: Нефтяное хозяйство, 2016. – 592 с.

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

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

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

23. Выгон, Г.В. Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка / Г. Выгон, Д. Козлова, при участии С. Ежова, Д. Пигарева, М. Мосоян. – Москва: Vygon consulting, 2018. – С.9.

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

25. Гилаев, Г.Г. Современные методы насосной добычи нефти / Г.Г. Гилаев и др. – Уфа: Восточная печать, 2016. – 412 с.

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

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

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

29. Зайцев, Ю.В. Добыча нефти и газа / Ю.В. Зайцев, Ю.А. Балакиров. – Москва: Недра, 1981. – 264 с.

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

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

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

33. Ивановский, В.Н. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН / В.Н. Ивановский и др. // Москва: Территория Нефтегаз. – 2008. – №5. – С. 24-33.

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

35. Ивановский, В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский и др. – Москва: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2002. – 824 с.

36. Ишмурзин, А.А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственное искривлённой скважине / А.А. Ишмурзин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Том 4, №1. – С. 65.

37. Казак, А. С. Новые направления в технике и технологии добычи тяжёлых углеводородов за рубежом. Тематический научно-технический обзор. Серия «Нефтепромысловое дело» / А. С. Казак. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 80 с.

38. Камалетдинов, Р.С. Создание и развитие промышленных полигонов как инструмент повышения эффективности эксплуатации осложнённого фонда скважин / Р.С. Камалетдинов // 21-я Международная научно-практическая конференция «Механизированная добыча нефти-2024. – Москва: Выставки и конференции. – 2024.

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

40. Каталог фирмы Exlar Corporat ion. США: Рег. № 950008/15M/6/03. – 2001.

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

42. Круман, Б.Б. Глубинно-насосные штанги / Б.Б. Круман. – Москва: Недра, 1977. – 181 с.

43. Кудинов, В.И. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов. – Москва: Нефтяное хозяйство, 2007.

44. Кулапин, А.Н. ТЭК России: научно-технологическое развитие в новых условиях (на средне- и долгосрочную перспективу) / А.Н. Кулапин // Научно-практическая конференция «Территория энергетического диалога-2023» (ТЭД-2023). – Москва, 2023

45. Линев, В.С. К расчету подачи ШГН по параметрам нефтяных скважин / В.С. Линев // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №2. – С. 34-36.

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

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

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

49. Лищук, А.Н. Исследование бесштанговой технологии добычи нефтегазового флюида в искривленных скважинах / А.Н. Лищук и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – №6 (156). – С. 73-82.

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

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

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

53. Методика подбора типоразмера и работы штанговой глубинно-насосной установки. РД 39-1-269-79. – Москва: ВНИИнефть, 1980. – 105 с.

54. Минченко, Д.А. Проект внедрения газосепараторов ЭЦН с меньшей потребляемой мощностью / Д.А. Минченко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №11. – С. 64-67.

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

56. Мищенко, И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти / И.Т. Мищенко. – Обзорная информация / ВНИИ орг., упр. и экономики нефтегазовой пром-сти. Серия "Нефтепромысловое дело": Обзор по основным направлениям развития отрасли – Москва: ВНИИОЭНГ, 1978. – 45 с.

57. Музычук, П.С. Анализ проблематики и перспективные проектные решения в области эксплуатации малодебитного фонда скважин ПАО «Газпром нефть» / П.С. Музычук // Инженерная практика. – 2020. – №09. – С. 73-78.

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

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

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

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

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

63. Орлов, Г. А. Сборник инструкций, регламентов и РД по технологиям ОПЗ пластов и стимуляции работы скважин / Г.А. Орлов. – Альметьевск, 1998.

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

65. Патент РФ № 2029078. МКИ Е 21 В 43/25. Способ обработки призабойной зоны пласта и добычи нефти / Лебедев В.А., 1995.

66. Патент №649832 СССР. МКИ Е 21 В 43/00. Устройство для дозированной подачи химических реагентов в скважину / Габдуллин В.Г., 1979.

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

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

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

70. Пирвердян, А.М. Гидродинамика глубинно-насосной эксплуатации / А.М. Пирвердян. – Москва: Недра, 1965. – 191 с.

71. Подкорытов, А.А. Повышение эффективности добычи нефти на малодебитном фонде скважин путем внедрения винтовых насосных установок / А.А. Подкорытов // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Том 3. № 2. – С. 42.

72. Рабинович, А.И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН / А.И. Рабинович // Инженерная практика. – 2012. – №10. – С.10-11.

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

74. Ряховский, О.А. Изучение характера распределения осевой нагрузки по виткам резьбы планетарного роликовинтового механизма / О.А. Ряховский, А.С. Марохин и др. // Инженерный журнал: наука и инновации. МГТУ им. Н.Э.Баумана. – 2019. – №12. – С.79.

75. Справочное пособие по выбору глубинно-насосного оборудования для добычи высоковязкой нефти. СТО 03-08-88. – Уфа. БашНИПИнефть, 1988. – 112 с.

76. Сулейманов, А.Б. Вопросы совершенствования техники и технологии эксплуатации морских газоконденсатных скважин / А.Б. Сулейманов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1981. – №8. - С. 50-52.

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

78. Трахтман, Г.И. Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин за рубежом / Г.И. Трахтман // Серия: «Нефтяная промышленность» (обзорная информация по основным направлениям развития отрасли). Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 11(83). – 55 с.

79. Турпаев, А.И. Винтовые механизмы и передачи / А.И. Турпаев. – М.: Машиностроение, 1982. – 223 с.

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

81. Уразаков, К.Р. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В.А. Молчанова, М.Г. Волков. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020. – С. 115.

82. Уразаков, К.Р. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К. Р. Уразаков, Н. Я. Багаутдинов, З. М. Атнабаев и др. – М.: ВНИИОНГ, 1997. – 56 с.

83. Уразаков, К.Р. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В. А. Молчанова, М. Г. Волков. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2020. – С. 349.

84. Уразаков, К.Р. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков. – М. Недра, 2012. – 672 с.

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

86. Уразаков, К.Р. Эксплуатация наклоннонаправленных насосных скважин / К.Р. Уразаков – Москва: Недра, 1993. – С.59.

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

88. Харьков, В.А. Эксплуатация обводненных скважин / В.А. Харьков. – Казань: Таткнигоиздат, 1967. – 79 с.

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

90. Чубанов, О.В. Эксплуатация скважин в осложненных условиях / О.В. Чубанов. – М.: Недра, 1987. – 157 с.

91. Шумилов, В.А. Пути улучшения использования фонда скважин не месторождениях Западной Сибири. Обзорная информация. Серия

«Нефтепромысловое дело» / В.А. Шумилов, Н.А. Сельцова, Г.И. Махиня, Л.В. Осинцева. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

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

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

94. Campbell, B. Cruise control optimizes artificial lift operations. / B. Campbell // Hart's Petroleum Eng. Int. – September 1997. – P. 87-89.

95. Clegg, J.D. Petroleum engineering handbook. / J.D. Clegg, W.L. Lake // Production operations engineering. SPE. – 2007. – Vol. 4. – 900 p.

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

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

98. Ikekpeazu, Gregory Onyeka. Oil Recovery by Artificial Lift Systems (ALS): A Review / Gregory Onyeka Ikekpeazu, Ijeoma Juliet Anerobi // International Journal of Innovative Science and Research Technology – January, 2020. – Volume 5. – Issue 1. – P. 1310-1318.

99. Nind, T.E.W. Principles of oil well production / T.E.W. Nind. – New York: McGraw-Hill Book Company, 1964.

100. Rosman, A. Computer controlled pump unit cuts power, increases output / A. Rosman, M. Nofal // World oil. – November 1996. – P.53-56.

101. Temizel, C. A Comprehensive Review and Optimization of Artificial Lift Methods in Unconventionals / C. Temizel, C.H. Canbaz, D. Betancourt, A. Ozesen,

C. Acar, S. Krishna and others // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (SPE ATCE). SPE-201692-MS. – 2000. – DOI:10.2118/201692-MS.

102. Yuanhong, Liu. LLE for submersible plunger pump fault diagnosis via joint wavelet and SVD approach / Liu Yuanhong, Yu Zhiwei, Ming Zeng // Neurocomputing, 2016. – №185. – P. 202-211.

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»
_____ Г.Гамидов
«___» _____ 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 ПР92ъД , 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, P - 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 _____ / Бадиров Е /

Начальник службы по геологии и управлению нефтегазовыми месторождениями _____ / Бахтиярлы /

Начальник участка по капитальному и подземному ремонту скважин _____ / Эдгар N /

Со стороны ПО «АЗНЕФТЬ»:

Специалист по оборудованию _____ /

Со стороны АО «ГМС Нефтемаш»:

Директор филиала в г.Баку _____ / S. Надиров

Начальник отдела скважинного оборудования _____ / Иванов С.В

Представитель АО «Мехта» _____ / Солнцев Н.В

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 Обсрудования 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»:

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

от АО «ГМС Нефтемаш»:

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

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.Ти-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.

_____ / Лящук 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.