

*ЛИЦУК АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ*

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БЕСШТАНГОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МАЛОДЕБИТНОМ ФОНДЕ  
СКВАЖИН**

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:  
Доктор технических наук, профессор  
С. А. Леонтьев

# Актуальность исследования

На поздней стадии разработки месторождений значительная часть фонда — малодебитные скважины с высокой обводнённостью, газовым фактором и выносом механических примесей.

Традиционные системы (УЭЦН, УШГН) в таких условиях теряют эффективность:

**газ** → срывы подачи;

**песок** → заклинивание и износ;

**кривизна** → поломки штанг;

**периодический режим** → рост обводнённости на ДНС.

**Следствие:** увеличение удельных энергозатрат, сокращение межремонтного периода, рост нерентабельных скважин.

Требуется технология, обеспечивающая устойчивую работу при осложнениях, снижение энергопотребления и продление межремонтного цикла.

**Решение:** система бесштанговой добычи нефти (СБДН):

отсутствие штанг → устойчивость к кривизне и мехпримесям;

непрерывный режим → снижение обводнённости;

# Цель и задачи исследования

**Цель работы** - Разработка и обоснование технологии системы бесштанговой добычи нефти (СБДН) для эксплуатации осложнённого малодебитного фонда скважин, характеризующегося высокой обводнённостью, газовым фактором, наличием механических примесей и сложной геометрией ствола.

**Объект исследования** – Малодебитные нефтяные скважины с осложнёнными условиями эксплуатации.

**Предмет исследования** – Технология бесштанговой добычи нефти на базе погружного мехатронного привода (ГМПР) и плунжерного насоса.

## Задачи исследования:

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 бесштанговой системы добычи нефти для определения рациональных параметров работы насосного оборудования;
3. Интерпретация результатов проведения опытно-промышленных испытаний бесштанговой системы 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 системы добычи нефти на малодебитном и осложненном фонде добывающих скважин;

**Методы исследования** – Стендовые испытания, опытно-промысловые наблюдения, анализ динамограмм, сопоставление расчётных и фактических параметров, систематизация отказов и режимов эксплуатации.

# Научная новизна и практическая значимость

## 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 и высокого газового фактора.
- 2. Предложена авторская методика стендовых испытаний на основе анализа напорно-расходных характеристик и энергетической эффективности при вариативных частотах вращения вала погружного электродвигателя.
- 3. Обоснована возможность применения ГМПР в качестве эффективного погружного привода плунжерных насосов

## Практическая значимость:

- 1. Проведены стендовые и опытно-промысловые испытания технологии на скважинах в Татарстане, Азербайджане и Западной Сибири.
- 2. Подтверждена возможность стабильной эксплуатации СБДН при обводнённости до 95%, высоком ГФ и кривизне ствола.
- 3. Разработанная технология позволила увеличить межремонтный период в среднем на 30–50% и снизить удельное энергопотребление до 8,8–11,9 кВт·ч/т·км по сравнению с 15–19 кВт·ч/т·км для УЭЦН.

# Личный вклад автора

**Личный вклад автора состоит в:**

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

# Публикации и апробация работы

1. Лищук А.Н.Апробация новой технологии бесштанговой добычи нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2023, № 6 (366), с. 61–67
2. Лищук А.Н. и др.Новая бесштанговая технология нефтедобычи: плунжерная насосная установка с погружным приводом // Бурение и нефть, 2021, № 12, с. 34–36.
3. Лищук А.Н и др.Технология бесштанговой добычи нефти // SOCAR Proceedings, Special Issue No. 2 (2022), с. 57–64.
4. Лищук А.Н. и др. Заявка №2020135000, дата подачи – 26.10.2020, опубликован 23.06.2021, бюл. №18. Патент РФ № 2750179  
Погружная нефтедобывающая установка
5. Лищук А.Н. и др. Заявка №2020102350, дата подачи – 22.01.2020, опубликован 30.07.2020, бюл. №22. Патент РФ № 2728561 С1 Гидромеханический погружной редуктор
6. Лищук А.Н. и др. Заявка №2021117774, дата подачи – 18.06.2021, опубликован 15.03.2022, бюл. №8, Патент РФ № 2766656 Погружной гидромеханический редуктор

Основные положения и результаты работы докладывались на научно-технических советах нефтяных компаний России:

1. 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»). **Всего 8 (восемь) НТС в нефтяных компаниях**

2. Доклады на научных конференциях, форумах и стратегических сессиях: 19-я Международная научно-практическая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодобитного 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.

**Общее количество научных докладов – 7 (семь).**

# Основные положения, выносимые на защиту

- 1. 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. Разработанные 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).

# Анализ отказов традиционных систем механизированной добычи нефти

## Классификация отказов традиционных систем (УЭЦН, УШГН):

- **Гидравлические осложнения:**
  - Газ на приёме → кавитация, срыв подачи
  - Высокая обводнённость → нестабильность режима, рост обводнённости на ДНС
- **Механические осложнения:**
  - Мехпримеси → заклинивание, абразивный износ
  - Кривизна ствола → разрушение штанг, рост механических потерь
- **Тепловые и электрические осложнения:**
  - Перегрев ПЭД → выход из строя
  - Отложения солей/парафинов → снижение проходимости, рост нагрузки

## Последствия:

Снижение межремонтного периода.

Рост удельного энергопотребления.

Увеличение доли нерентабельных скважин.

**Вывод:** Традиционные системы не адаптированы к осложнённым условиям эксплуатации.

Требуется технология, устойчивая к фазовой неоднородности, мехпримесям и геометрическим ограничениям.

# Преимущества технологии бесштанговой добычи нефти СБДН

Ключевые отличия от традиционных систем:

- **Устойчивость к мехпримесям**  
Линейный рабочий орган исключает заклинивание и абразивный износ
- **Снижение энергопотребления**  
Удельное энергопотребление:  
УЭЦН — 15–19 кВт·ч/т·км  
УШГН — 12,5–16 кВт·ч/т·км  
**БСДН — 8,8–11,9 кВт·ч/т·км**
- **Надёжность при высоких газовых факторах и обводнённости**  
Работа при обводнённости до 95% и ГФ до 75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
- **Простота обслуживания**  
Нет колонны штанг, редукторов и станка-качалки
- **Адаптивное управление**  
Настройка режима по динамограммам в реальном времени.



# Кинематическая схема мехатронного привода

Установка мехатронного привода состоит из механической и гидрозакрипной части (Рис.1).

Механическая часть мехатронного привода преобразует вращение приводного вала в поступательное движение силового рабочего штока редуктора посредством планетарно роликo-винтовой передачи.

Гидрозакрипта предназначена для герметизации маслoнаполненной части и компенсации разности объемов масла в установке во время работы мехатронного привода.

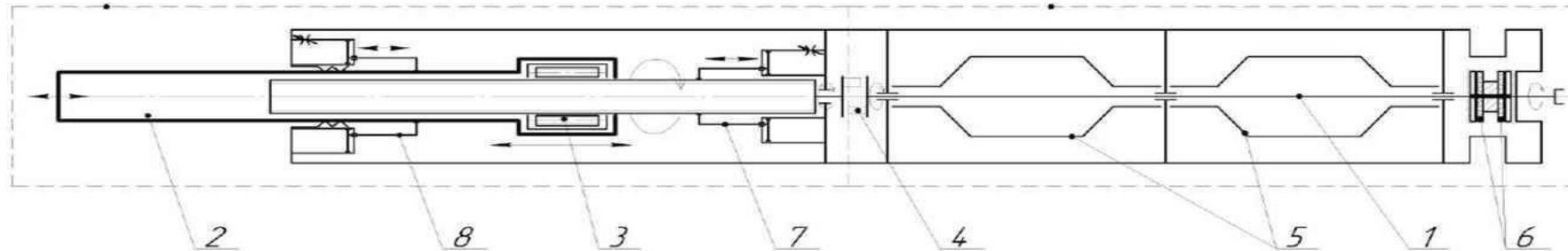


Рисунок 1. Схема мехатронного привода

(1 - вал, 2 - полый шток, 3 - планетарная роликoвинтовая передача, 4 - муфта, 5 - диафрагмы, 6 - торцевые уплотнения, 7- демпфер нижний, 8 - демпфер верхний)

# Факторы энергоэффективности СБДН

Ключевые причины снижения энергопотребления:

- 1 **Отсутствие штанговой колонны** → Снижение трения и массы, особенно в искривлённых стволах
- 2 **Высокий КПД ГМПР** → До **75%**, что значительно выше, чем у УЭЦН и УШГН
- 3 **Энергоэффективный ПЭД** → низкие потери
- 4 **Адаптивное управление по динамограммам** → Оптимизация режима работы в реальном времени
- 5 **Отсутствие наземных редукторов и станка-качалки** → Уменьшение механических потерь и затрат на обслуживание

Метод добычи	Удельное энергопотребление, кВт·ч/т·км	КПД системы, %
УЭЦН	15,0–19,0	35–47
УШГН	12,5–16,0	40–60
<b>СБДН (ГМПР)</b>	<b>8,8–11,9</b>	<b>70–75</b>

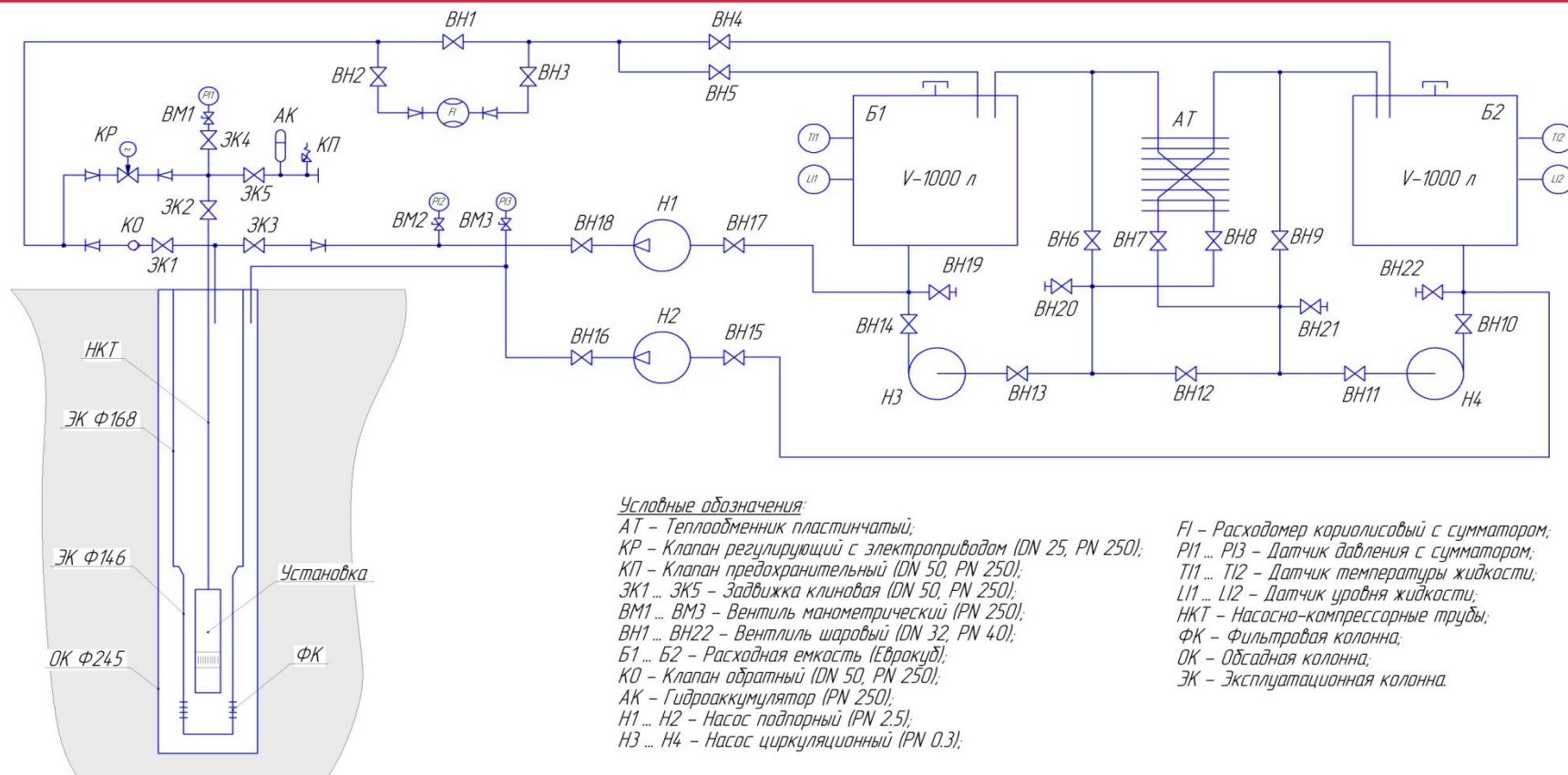
# Испытательный стенд

## Назначение:

- Проверка работоспособности СБДН в условиях, максимально приближенных к реальным.
- Определение оптимальных параметров работы насосного оборудования.

## Цели испытаний:

- Оценка устойчивости к мехпримесям, газовому фактору и обводнённости.
- Сравнение расчётных и фактических параметров.
- Подготовка рекомендаций для опытно-промышленных испытаний.



# Испытательный стенд

## Методика определения рациональных режимов СБДН

**Цель методики:** Оптимизация режимов работы с учётом особенностей мехатронного привода и плунжерного насоса

### Стендовые испытания с варьированием частоты (30–50 Гц)

используется интеллектуальная станция управления VFD-OSA, обеспечивающая бездатчиковый контроль и адаптивную настройку частоты для поиска оптимального диапазона.

### Сбор характеристик

фиксируются момент, скорость плунжера и динамическая нагрузка (до 175 кН), чтобы определить пределы безопасной работы

### Анализ зависимости КПД – дебит – сопротивление

анализируются данные с учётом высокого объёмного КПД насоса (89–92,5%) и оптимальных режимов подачи (4,5–20,2 м<sup>3</sup>/сут)

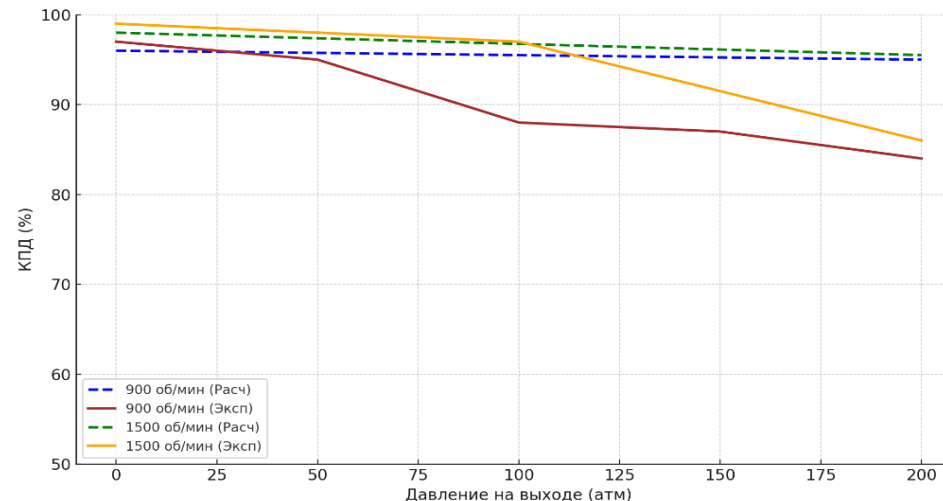
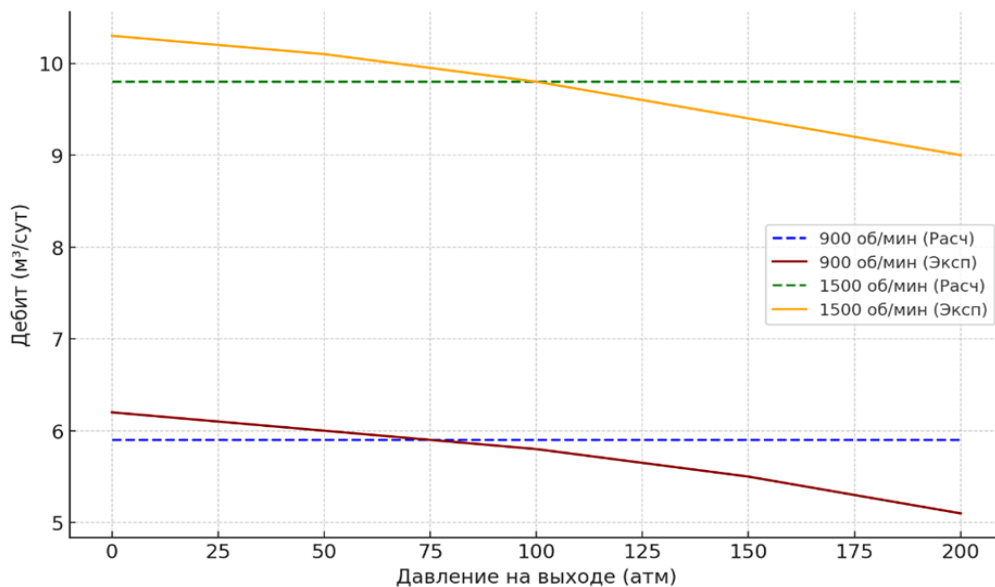
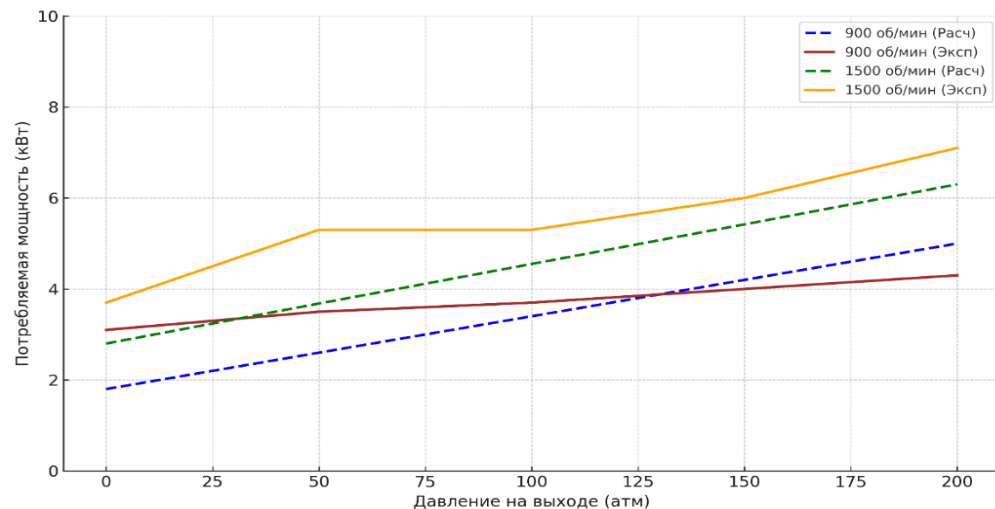
### Подбор режима с максимальной энергоотдачей

выбирается режим, обеспечивающий снижение энергопотребления и повышение коэффициента эксплуатации

### Перенос режима на реальные условия

режим корректируется для работы при глубине до 2500 м, обводнённости до 95%, высоком газовом факторе и кривизне ствола

# Сравнение теоретических и экспериментальных значений



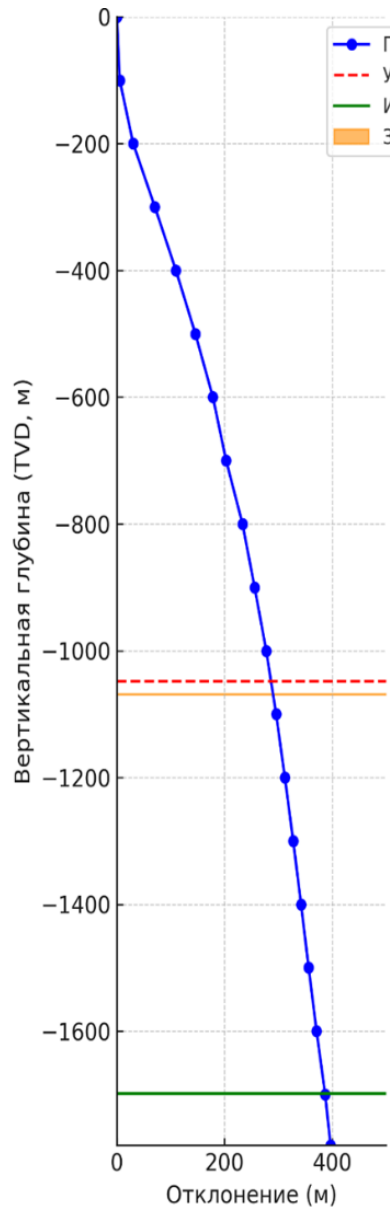
## Параметры стенда:

1. Частота вращения: 12–50 Гц.
2. Давление на выходе: до 10 МПа.
3. Температура: от –10 до +80 °С.
4. Содержание мехпримесей: до 3 г/л.
5. Точность измерений:  $\pm 0,25\%$

## Общие результаты стендовых испытаний:

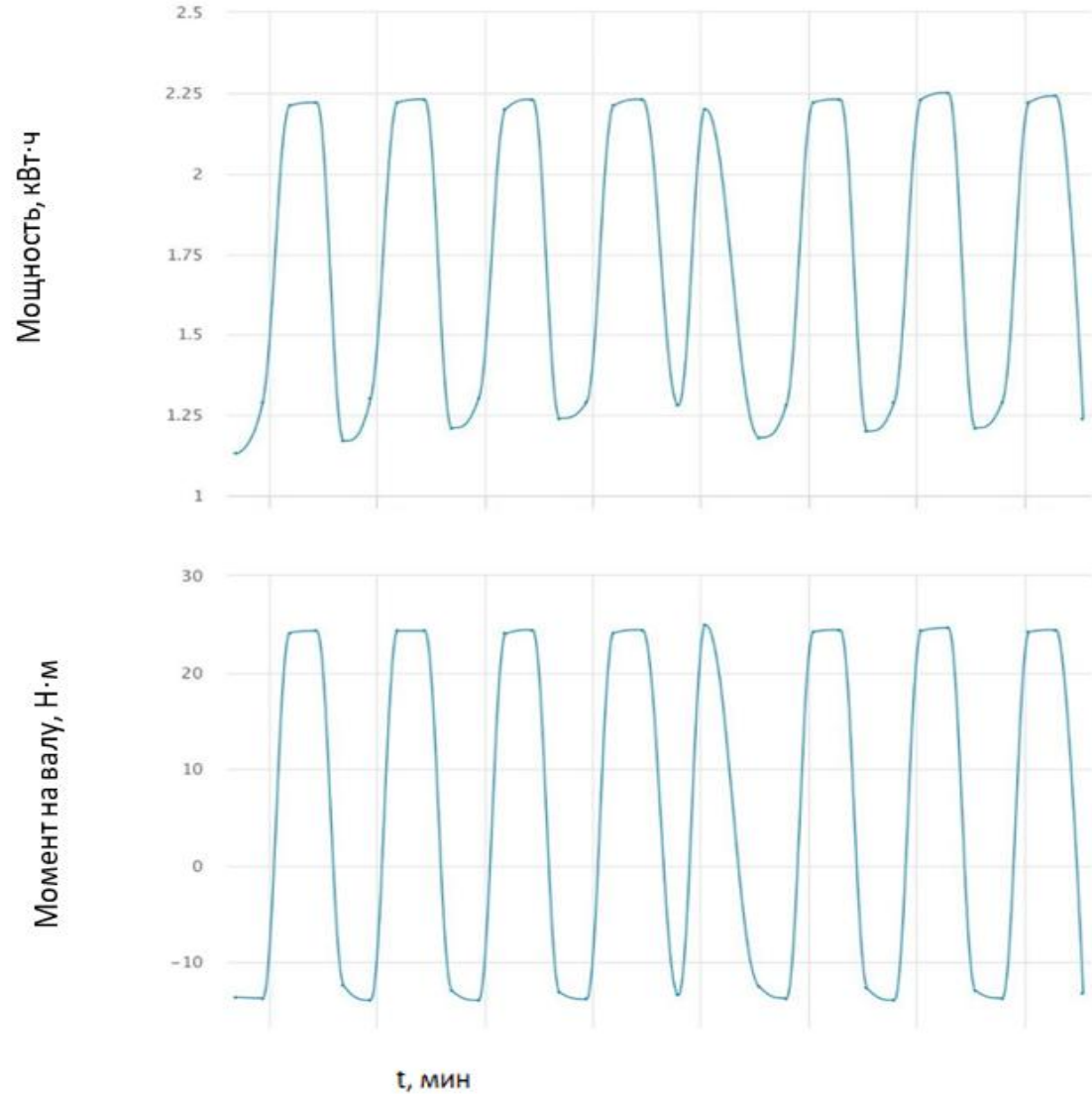
- Надёжная работа при мехпримесях;
- Прогнозируемость режима при переменном дебите;
- Высокая энергоэффективность.

# Итоги ОПИ : эксплуатация при значительной кривизне ствола



- Профиль скважины
- - - Уровень подвеса оборудования (-1048 м)
- Искусственный забой (-1698,8 м)
- Зона перфорации (-1068..-1070 м)

TVD	Накл.	Азим.	Смещ.
0	0	0	0
100	10	285	5,3
200	<b>24</b>	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

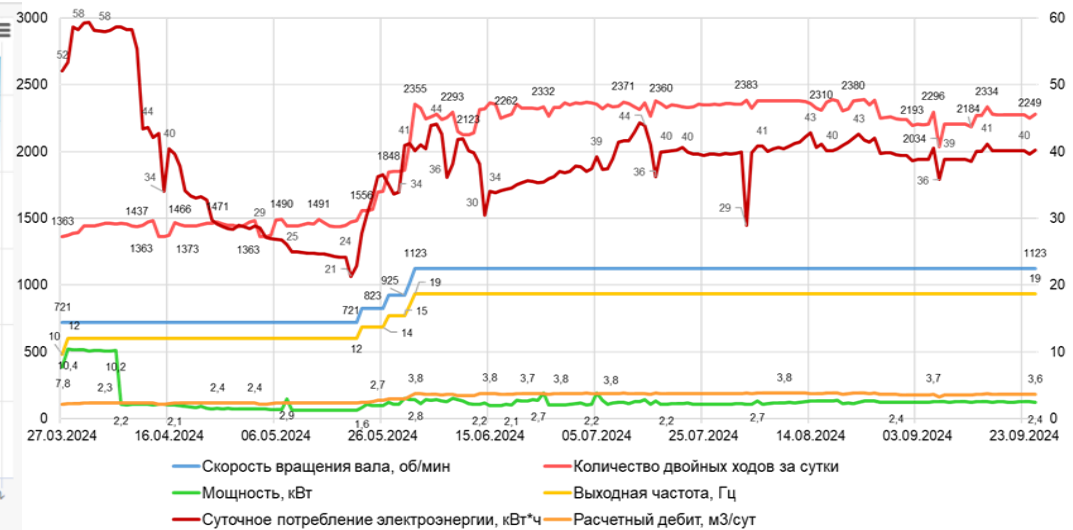
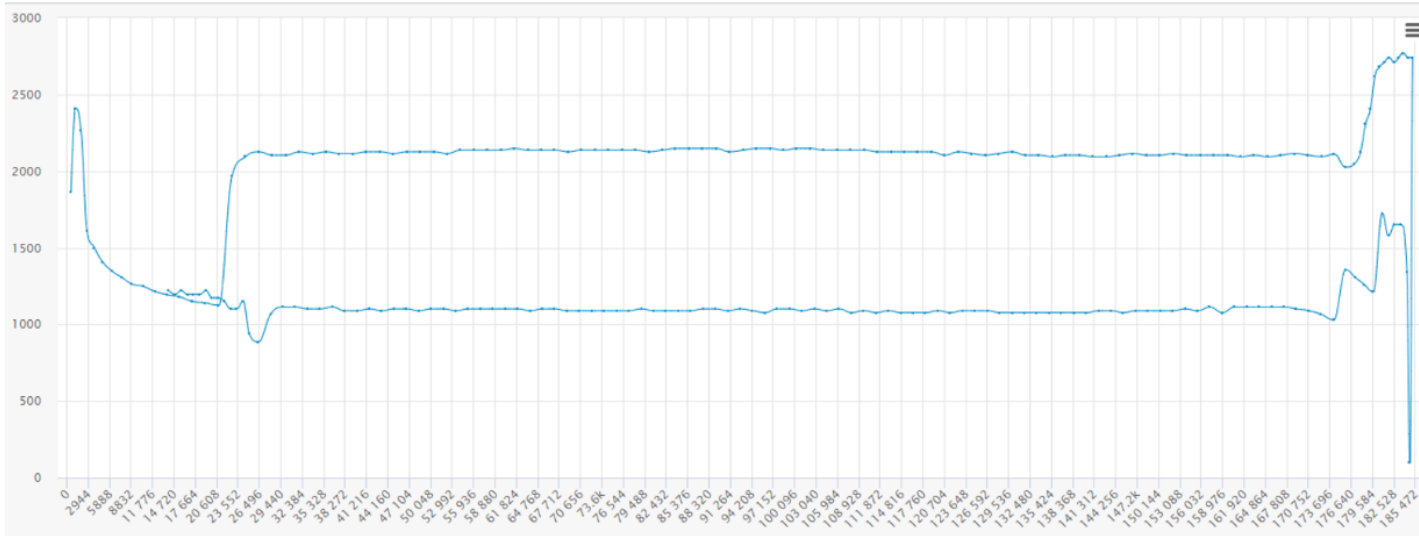


# Интерпретация динамограмм

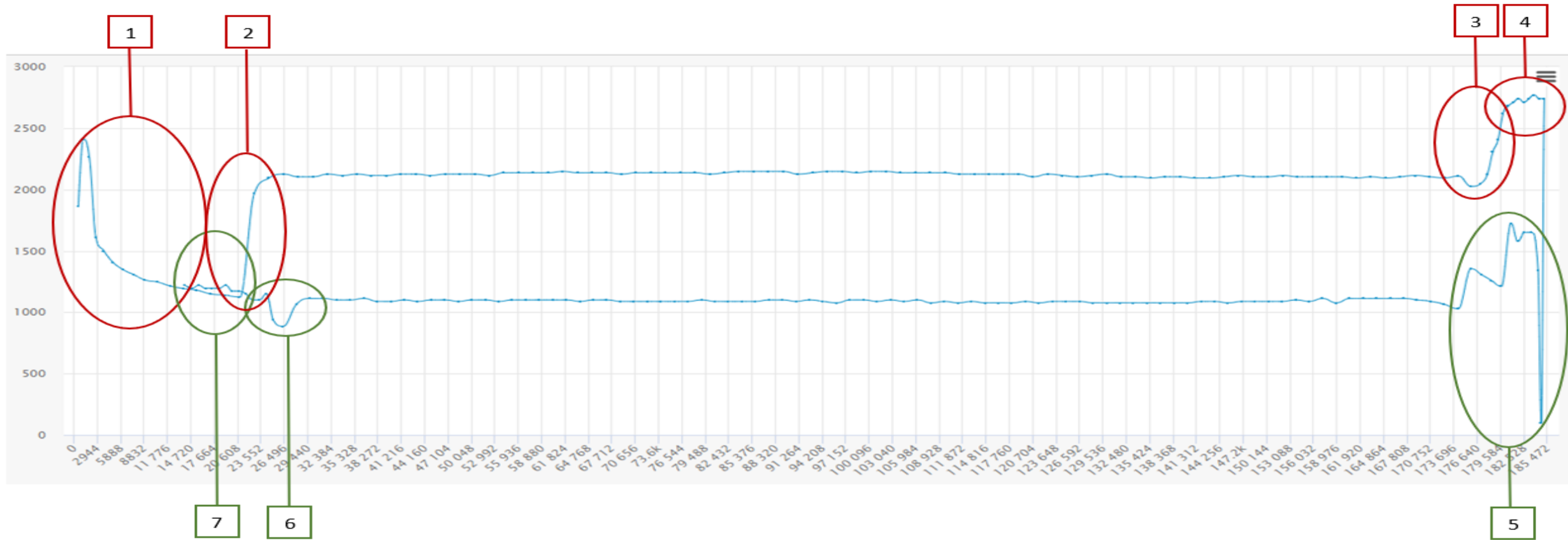
**Новизна:** Впервые предложен метод анализа динамограмм установки с ГМПР с учётом фазовой неоднородности и физико-химических параметров среды

## Практическая значимость:

- Идентификация характера осложнений (газ, обводнённость, мех. примесь).
- Настройка режима работы установки в непрерывном режиме.
- Повышение эффективности работы в нестабильных условиях.

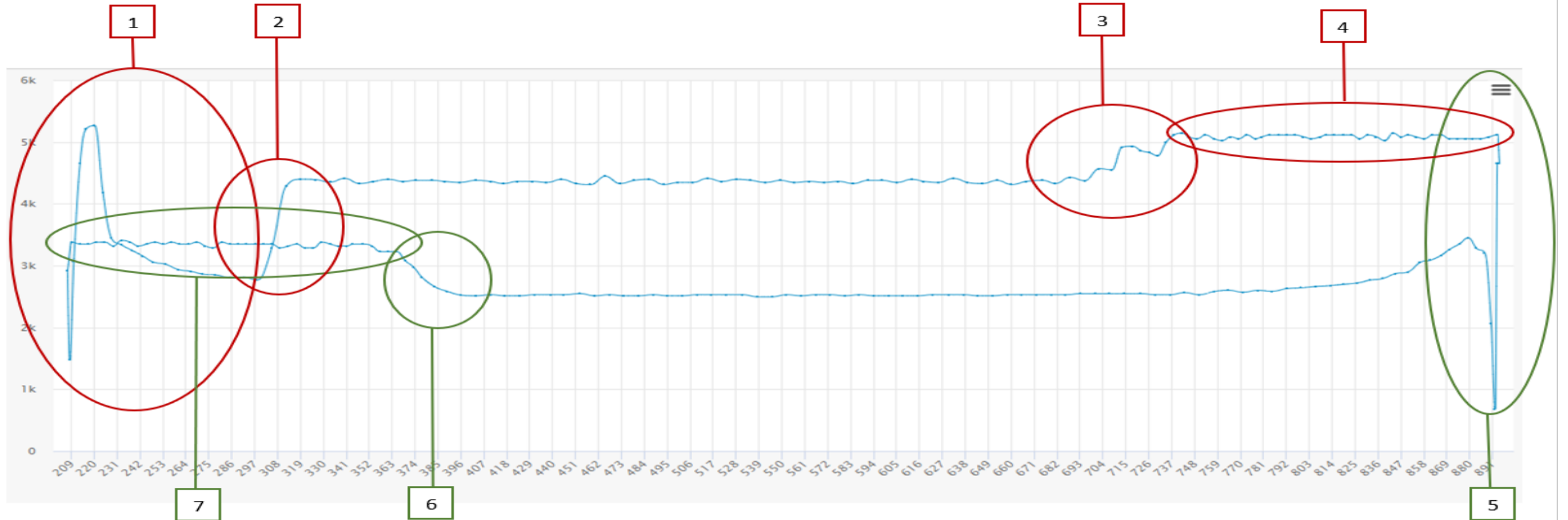


# Пример динамограммы работы СБДН во время ОПИ



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

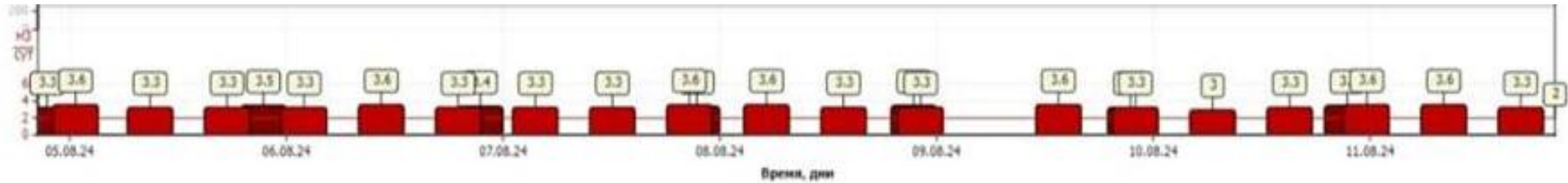
# Зоны динамограммы работы СБДН во время ОПИ



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

# Итоги ОПИ: показатели энергоэффективности

## Результаты замера дебита продукции в АГЗУ:



## Результаты расчета дебита интеллектуальной станцией управления насосом:

Дата	Суточное потребление электроэнергии, кВт·ч	Теоретический дебит, м³/сут	Расчетное количество ходов за 1 минуту	Количество двойных ходов за 1 сутки	Путь общей длины с учетом двойного хода плунжера, м
11.08.2024	41,20	3,73	1,65	2 377	6 656
10.08.2024	40,80	3,73	1,65	2 379	6 661
09.08.2024	40,40	3,72	1,65	2 377	6 656
08.08.2024	40,60	3,74	1,65	2 377	6 656
07.08.2024	40,40	3,76	1,65	2 379	6 661
06.08.2024	40,00	3,76	1,65	2 377	6 656

**Отклонение расчетного и измеренного значения дебита не более 10 %, энергоэффективность опытной насосной установки при номинальной скорости 1123 об/мин составила около 11,92 кВт·ч/т·км.**

# Сравнение содержания нефти в продукции при различных способах эксплуатации скважины (по результатам ОПИ)

Тип установки	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, м <sup>3</sup> /сут	3,5	14
Дебит по нефти, т/сут	<b>2,5</b>	<b>1,8</b>
Обводненность, %	<b>17</b>	<b>85</b>
Потребляемая мощность, кВт	<b>1,2...3,1</b>	<b>11,9</b>
Температура флюида, ° С	65	65
Итого нефти за месяц, т	75	54
Итого нефти за год, т	912	657

# Сравнение технологических критериев применения предлагаемой технологии с другими методами добычи нефти для малодебитного фонда

Технологические критерии	Методы добычи нефти для малодебитного фонда			
	Метод бесштанговой добычи нефти на основе ГМПР	Штанговый глубинный насос – станок качалка (УШГН)	Винтовой с погружным приводом	УЭЦН с погружным приводом
Производительность установки по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	30	20	30	30
Потребляемая мощность, кВт*час	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 <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1800	200	1000	200
Количество мех.примесей, мг/дм <sup>3</sup>	3000	1200	500	500
Режим работы	постоянный	постоянный	постоянный	периодич.
Кривизна ствола, град./м	5/10	2/10	2/10	2/10

# 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) и позволяющая снизить металлоемкость.

2. Обоснована методика стендовых испытаний плунжерной насосной установки с гидромеханическим редуктором и приводом от погружного электродвигателя для определения рациональных параметров работы насосного оборудования (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<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- кривизна ствола скважины 5/10 град./м;
- количество мех. примесей до 3000 мг/дм<sup>3</sup>.

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.

# Приложение

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

РН по подбору ВСО

РН по ЭМФС

Ведущий инженер ОДНиГ

Дменов Т.А.

Бодягин П.С.

Ворсин А.И.

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 ННП-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. Расчётное количество ходов в минуту – 1,63;
7. Количество двойных ходов за сутки – 2352;
8. Расчётный дебит теоретическим способом – 3,75 м3/сут.

## Заключение комиссии:

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

Подписи членов комиссии:

Начальник ОДНиГ

Дменов 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.

# Приложение



«Azneft» Azərbaycan Dövlət Neft Şirkəti  
 «Azneft» NPKD  
 Pırlaqlı qayalar, 5 Baxış küç.  
 AZ 1077, Azərbaycan, İsmail  
 Tel: (99412) 521 31 00  
 54 000  
 Faks: (99412) 521 27 00  
 54000  
 www.socar.az



Подтверждено  
 Директор НГДУ  
 «Абшероннефть»  
 Ю. Алиев  
 2023 г.

АКТ № 06

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

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

Комиссия в составе:

от ПО «Азнефть»:

И. Исмаилов НГДУ «Абшероннефть» Главный инженер  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы Зависимая должность

Е. Багиров НГДУ «Абшероннефть» Начальник службы по  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы управлению производством  
 Зависимая должность

М. Искандеров НГДУ «Абшероннефть» Начальник службы по геологии  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы и управлению нефтегазовыми  
 месторождениями  
 Зависимая должность

от АО «ГМС Нефтемаш»:

Иванов С.В. ИЦАО «ГМС Нефтемаш» Начальник отдела № 6 СО  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы Зависимая должность

Лещук А.Н. ООО «УК «Группа ГМС» Директор по НИОКР  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы Зависимая должность

Нагисев А.Т. АО «ГМС Нефтемаш» Советник УД  
 Скважина, Иск, Отделение Место работы Зависимая должность

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

	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 <sup>3</sup> /сутки. На этапе ВНР (выхода на режим) и активного выноса примесей производительность доходила до 5,5 м <sup>3</sup> /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 вращающем 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

1. В состав оборудования входят следующие изделия:

№ п/п	Обозначение	Наименование	Количество, шт.	Производитель оборудования	Примеч.
1	Насос 60/89-ННЛ-38-15-18-Ю.А-У.Тн-ST-Пд2	Насос плунжерный	1	ООО «ЭЛКАМ»	Насос модернизированный для работы с погружным приводом
2	ПГЛ-92-Р	Гидрозащита линейного привода	1	ООО «РЭП»	Стандартное исполнение
3	ГМПП-108/0-12	Гидромеханический редуктор	1	АО «ГМС Нефтемаш»	Иновационный узел
4	ПР92УД	Гидрозащита	1	ООО «РЭП»	Стандартное исполнение
5	1ЭДРТ-16-117-Э-М3-В5	Погружной электродвигатель	1	ООО «РЭП»	Стандартное исполнение
6	КЭСБП 3x13	Кабельная удлинитель, теплостойкой	1	ООО «НПФ «БИТЕК»	Стандартное исполнение
7	TMC-3	Система погружной телеметрии	1	ООО «СКС»	Стандартное исполнение
8	СУ-VFD-OSA-22-XXSRP20E	Станция управления интеллектуальная с частотным преобразователем Danfoss	1	ООО «Ойл Сервисз Альпс»	Стандартное исполнение
9	«JANUS» v.1.97	Программное обеспечение	1	ООО «Ойл Сервисз Альпс»	Иновационное
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 пластovým флюидом, состоящим из углеводородных соединений и воды плотностью 1005 кг/м<sup>3</sup>, влагоудержание 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 оптимально 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

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 причин 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. Принять 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 ГМПП с роллин-винтовой передачей в условиях данной скважины развивает крутящий момент от 18 до 19,6 Н\*м в зависимости от характеристик скважинного флюида, что соответствует стандартному наряду 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 иллюстрированы экономической оценкой ремонта деталей насоса. По результату оценки расчета экономической эффективности рассмотреть возможность первоначального закупа 100 комплектов оборудования.

# Приложение

