

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53:621.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Леонов Никита Георгиевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		24.06.2020
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2019	Современный подход к энергосбережению в процессах добычи нефти	25
01.05.2019	Современные технологические подходы к процессу добычи нефти	15
15.05.2019	Оптимизация работы скважинного оборудования	25
22.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к. х. н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Леонов Никита Георгиевич

Тема работы:

Комплексный анализ энергоэффективности погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор современных методов энергосбережения при добыче нефти. Анализ скважинных условий в процессах добычи нефти установками электроцентробежных насосов. Обзор технологических решений по применению энергоэффективного оборудования. Анализ результатов внедрения энергоэффективного оборудования. Оптимизация работы скважинного оборудования.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Современный подход к энергосбережению в процессах добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Современные технологические подходы к процессу добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Оптимизация работы скважинного оборудования	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Современный подход к энергосбережению в процессах добычи нефти	
Современные технологические подходы к процессу добычи нефти	
Оптимизация работы скважинного оборудования	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Леонов Никита Георгиевич		29.02.2020

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- СУ** – станция управления;
- ТМПН** – трансформатор масляный для погружных насосов;
- ЭТК** – электротехнический комплекс;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос;
- ШГН** – штанговая насосная установка;
- ГТМ** – геолого-технологические мероприятия;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- СШНУ** – штанговые скважинные насосные установки;
- УШГН** – установка штангового глубинного насоса;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ЧРП** – частотно регулируемый привод;
- СНО** – средняя наработка на отказ;
- РЧХ** – рабоче-частотная характеристика;
- ГПНУ** – гидро-поршневые насосные установки;
- УШВН** – установка штангового винтового насоса;
- УЭДН** – установки погружных диафрагменных электронасосов;
- ГНО** – глубинное насосное оборудование;
- ПЧ** – преобразователь частотный;
- ПРС** – подземный ремонт скважин

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, в том числе 38 рисунков, 11 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: энергоэффективность, установка электроцентробежных насосов, добыча нефти, анализ, погружной электродвигатель, внедрение, надежность.

Объектом исследования являются установка электроцентробежных насосов.

Цель исследования – провести анализ энергоэффективности погружных установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях.

Подобрать оптимальную установку для добычи нефти в (различных) определенных геолого-промысловых условиях, которая будет соответствовать требованиям энергоэффективности. В процессе анализа рассматривались вопросы по повышению энергоэффективности установок.

Область применения: механизированный фонд, на нефтяных месторождениях.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет повышения энергоэффективности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ	12
1.1 Обоснование необходимости применения энергоэффективных технологий	12
1.2 Анализ основных энергетических характеристик установок электроцентробежных насосов	17
1.3 Сопутствующие показатели, влияющие на энергоэффективность	20
1.4 Области применения установок различных типов	27
1.5 Прогнозирование энергоэффективности установок электроцентробежных насосов	28
1.6 Методика расчета КПД элементов УЭЦН и предвключенных устройств	29
1.6.1 КПД погружных электродвигателей	30
1.6.2 КПД станции управления.....	30
1.6.3 КПД трансформатора	31
1.6.4 Потери в кабеле	31
1.7 Пример расчетов коэффициента полезного действия установок электроцентробежных насосов различной комплектации	32
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОЦЕССУ ДОБЫЧИ НЕФТИ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА	34
2.1 Анализ скважинных условий на месторождениях Западной Сибири в процессах добычи нефти установками электроцентробежных насосов с учетом осложнений	34
2.2 Технологические решения по применению энергоэффективного оборудования установок электроцентробежных насосов	42

2.3 Анализ результатов внедрения энергоэффективного оборудования на месторождениях Западной Сибири	56
3 ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ	63
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
4.1 Расчёт дополнительной добычи	71
4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	72
4.3 Расчёт эксплуатационных затрат	72
4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	82
5.2 Производственная безопасность	83
5.3 Вредные факторы	84
5.3.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	84
5.3.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	85
5.3.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	86
5.4 Опасные факторы	87
5.4.1 Электрический ток	87
5.4.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	88
5.4.3 Пожаро – и взрывоопасность	88
5.5 Экологическая безопасность	90
5.5.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	90
5.5.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	91

5.5.3 Охрана и рациональное использование земель	91
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	96

ВВЕДЕНИЕ

Энергоэффективность погружных установок электроцентробежных насосов для добычи нефти является основным показателем для использования меньшего количества энергии, но при этом оптимальной сохранности энергетического уровня технологических процессов. Поскольку наибольшее количество нефти добывается с использованием УЭЦН. Вопрос о повышении энергоэффективности данного оборудования является достаточно актуальным на сегодняшний день.

Одними из самых актуальных проблем в сфере электроснабжения сегодня по-прежнему остаются повышение качества электрической энергии и улучшение электромагнитной совместимости приемников электроэнергии, питающихся от одной электрической сети. Современные компании разрабатывают, изготавливают и поставляют электротехническое оборудование различного типа, применение которого позволяет улучшить параметры электрических сетей и повысить уровень энергосбережения и энергоэффективности.

Грамотный подбор УЭЦН позволяет моделировать практически любые скважинные условия добычи нефти и осуществлять подбор оборудования по критерию максимального КПД. С целью повышения КПД и показателей надежности разрабатываются различные комплектации оборудования УЭЦН.

При использовании энергоэффективного оборудования удастся не только снизить энергопотребление в насосе и двигателе, но и потребление в тех узлах установки, которые фактически остались неизменными: в кабеле, СУ, ТМПН. Таким образом, снижается общая нагрузка на все компоненты установки, и их нагрев, а значит, увеличивается и их надёжность.

Целью данной работы можно считать проведение анализа энергоэффективности погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти разработанных современными компаниями.

Задачей выпускной квалификационной работы является проведение расчетов и выявление методов для повышения энергоэффективности.

1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1 Обоснование необходимости применения энергоэффективных технологий

Повышение энергоэффективности в деятельности предприятий по нефтедобыче реализуется посредством технических и организационно – управленческих мероприятий. При этом достаточно значимое место занимают вопросы развития системы анализа в областях: оптимизации подбора скважинного оборудования и электротехнических комплексов, которые применяются в технологической структуре нефтедобычи.

Детальный анализ и представление корреляционной зависимости энергоэффективности от подбора скважинного оборудования для персонала позволит снизить непроизводственные потери за счет:

- Оптимизации функциональных характеристик и режимов работы, за счет чего повысятся добывающие возможности скважины, а также наработка на отказ;

Наибольшая доля производственных энергозатрат приходится на подъем скважинной жидкости на поверхность, то есть на механизированную добычу. Понимание данной проблемы позволяет оценить также эффективность электротехнических комплексов.

Мероприятия, связанные с развитием электротехнического комплекса (ЭТК) благоприятно влияют на энергосбережение за счет повышения энергетических показателей комплексов, модернизируя используемое оборудование.

Необходимо обратить внимание на ЭТК с наибольшим потреблением электрической энергии. Среди технологических установок, таковыми являются механизированные установки по добычи пластовой жидкости, в данном случае объектом исследования будет являться установка, оборудованная электроцентробежным насосом (УЭЦН).

По Западной Сибири с использованием УЭЦН добывается наибольшее количество нефти. В настоящее время тенденция повышения количества скважин, эксплуатируемых погружными электроцентробежными насосами с электроприводом (ЭЦН) сохраняется. Начиная с 1990-го года увеличение фонда УЭЦН происходит за счет сокращения числа скважин, оборудованных штанговыми насосными установками (ШГН). Тем не менее почти не растет число «прочих» скважин, которые эксплуатируются при помощи винтовых насосных установок как с погружным двигателем, так и с поверхностным приводом.

Во многом, такая распространенность УЭЦН связана, в основном, с тем, что она является «гибким» инструментом для добычи пластовой жидкости. Поскольку ничего не переделывая на устье скважины, можно изменять установки так, как это будут требовать условия эксплуатации, после каких бы ни было ГТМ, ГРП и т.д. Штанговые насосы так эксплуатировать нельзя.

Между тем, прогноз на обозримое будущее раскрывает перед нами иную картину. В прошлом году 71% объема добычи нефти в нашей стране был обеспечен УЭЦН. Но уже в ближайшее время, насколько можно судить сегодня, доля центробежных насосов в добыче будет значительно снижена. В первую очередь это связано с тем, что на тех месторождениях, где сегодня используются УЭЦН, резко увеличивается обводненность и снижается пластовое давление.

В то же время на вводимых сегодня в разработку месторождениях центробежные насосы зачастую не могут применяться в силу высокой вязкости нефти. И в будущем, с началом активной разработки шельфа, эта тенденция будет только набирать силу. К 2020 году доля нефти, которая будет добываться малораспространенными сегодня видами оборудования, и в первую очередь винтовыми насосными установками, может достичь 10%. Также должна возрасти и доля нефти, добываемой с помощью фонтанных и газлифтных установок. В данном случае речь также прежде всего идет о месторождениях на шельфе с пока еще высокими пластовыми давлениями.

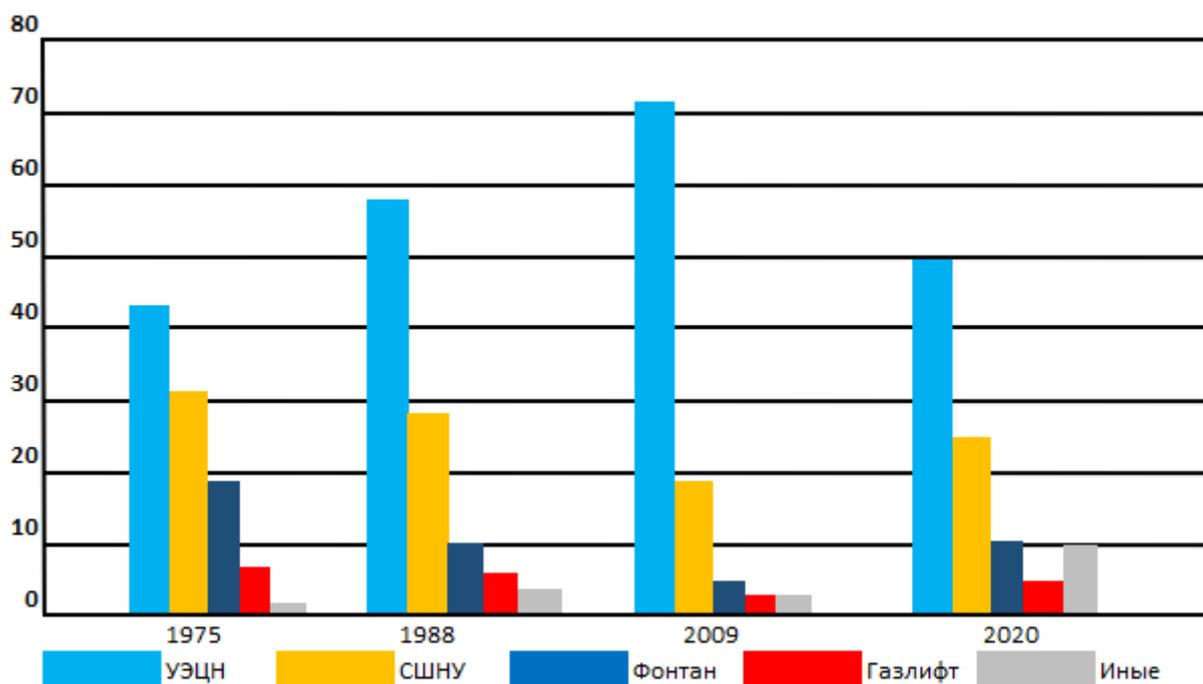


Рисунок 1 – Прогнозируемое распределение добычи нефти по способам в РФ

С другой стороны, расти будут абсолютные цифры добычи жидкости каждым видом оборудования. И поскольку будет добываться намного больше воды, а нефти будет меньше, вопросы энергосбережения и энергоэффективности оборудования для механизированной добычи станут одними из самых важных.

Перед тем как перейти к энергетическим характеристикам оборудования и способам влияния на них. Стоит упомянуть что, становление информационных технологий благоприятствовало созданию более совершенных продуктов программного обеспечения. Но тем не менее столь современный подбор оборудования с повышенным качеством не способен гарантировать оптимального функционирования ЭТК за счет неточности исходных данных и изменчивости эксплуатационных условий.

Именно это обстоятельство провоцирует необходимость регулирования производительности комплексов для оптимизации технологического режима.

Результаты исследования отечественных ученых позволяют выявить весьма положительные тенденции в осуществлении разработок.

По мнению А. М. Рабиновича не всегда оказывается очевидным, как кажется на первый взгляд, выбор насосной установки, которая применяется для эксплуатации малодебитных скважин. Можно считать, что применение УШГН на таком фонде более предпочтительно, поскольку они имеют более высокий (в сравнении с ЭЦН) КПД и характеризуются достаточно низким энергопотреблением при малых подачах.

В ходе проведения исследования, удалось установить, что энергопотребление новой УЭЦН 5-25Э, которую разработали специально для малодебитных скважин, аналогично энергопотреблению УШГН всех типов. При этом были учтены и такие параметры, как КПД станции управления, трансформатора и кабельной линии. Фактические испытания новой установки на вертикальном гидродинамическом стенде ОКБ БН КОННАС полностью подтвердили данные расчеты. В ближайшее время новую ступень УЭЦН5-25Э отправят в серийное производство [6].

Е. Т. Паймухин считает одной из главных задач ООО «РН-Пурнефтегаз» в сфере эксплуатации механизированного фонда, где основной долей которого в обществе являются скважины, которые оборудованы УЭЦН, состоящей в уменьшении эксплуатационных затрат в части энергопотребления.

В 2011–2012 годы специалистами предприятия для осуществления этой задачи, было реализовано более 600 мероприятий. Также проведен тест ряда методик, включая внедрение энергоэффективных дизайнов УЭЦН, подбор ПЭД без запаса мощности, применение ЧРП, увеличение диаметра НКТ, внедрение интеллектуальных СУ, кабеля большего сечения, вентильных электродвигателей, а также демонтаж работающих в неоптимальном режиме УЭЦН до наступления отказа. Каждая из этих методик оправдала себя на правильно подобранных скважинах, а реализация программы в целом уже обеспечила предприятию многомиллионную экономию затрат на электроэнергию.

Д.П. Казаков выделяет осуществленное в 2011–2012 годах массовое внедрение энергоэффективных УЭЦН производства АО «Новомет-Пермь» на

месторождениях АО «Газпромнефть-ННГ» позволило уже по итогам первого года эксплуатации получить экономию электроэнергии на уровне 21 600 тыс. кВт-ч. Тем не менее, несмотря на активную работу специалистов нефтяной компании, сервисного предприятия и завода-изготовителя, значительное число установок пришлось демонтировать с СНО порядка 140 суток. В основном числе случаев причиной был заводской брак и нехватка опытных сотрудников и квалифицированного обслуживающего персонала.

В гонке за энергоэффективностью для нефтяников, как и для космоса, надежность оборудования остается на первом месте. Поэтому закупка энергоэффективных УЭЦН в компании временно приостановлена, продолжается взаимодействие с АО «Новомет-Пермь», ведутся поиски альтернативных решений.

Д.П. Пономаренко считает одними из самых актуальных проблем в сфере электроснабжения сегодня по-прежнему повышение качества электрической энергии и улучшение электромагнитной совместимости (ЭМС) приемников электроэнергии, питающихся от одной электрической сети. Более десяти лет компания «Арнади» разрабатывает, изготавливает и поставляет электротехническое оборудование различного типа (ФСР, СУ, КРМ, ФТНП, ФСА), применение которого позволяет улучшить параметры электрических сетей и повысить уровень энергосбережения и энергоэффективности. Компания располагает собственной производственной базой и способна серийно производить широкий ассортимент оборудования, включая фильтры гармоник, синус-фильтры, конденсаторные установки, трансформаторы и дроссели.

Использование систем фильтрации/подавления гармоник и компенсации реактивной мощности, а также трансформаторов и дросселей разработки компании «Арнади» уже позволило многим заказчикам полностью решить задачу по приведению качества электроэнергии в соответствие с установленными стандартами и получить максимальный экономический эффект от применяемого оборудования. Для повышения эффективности работы механизированного фонда, реализации программ по энергосбережению

специалисты компании рекомендуют использовать сетевые фильтры гармоник «Арнади-ФСА, -ФСП, -ФСГ».

И.А. Сашин утверждает, что начиная с сентября 2011 года в ООО «Газпромнефть-Хантос» реализуется программа повышения энергоэффективности производственных объектов компании, включающая в себя установку приборов учета на всех станциях управления, внедрение в эксплуатацию энергоэффективных дизайнов УЭЦН, а также разработку и отладку системы АСПД «АУДИТ», позволяющую проводить мониторинг энергопотребления как отдельно по каждому объекту, так и по всему предприятию в целом. Выполнение данной программы в сочетании с переводом ряда скважин из постоянно действующего фонда в фонд ПКВ и проведением дополнительных мероприятий по оптимизации типоразмеров и режимов работы насосного оборудования после отказа позволило оценить фактические результаты работы и определить ключевые направления по снижению УРЭ по предприятию.

1.2 Анализ основных энергетических характеристик установок электроцентробежных насосов

Самым главным потребителем электроэнергии в подавляющем большинстве случаев оказываются скважинные насосные установки.

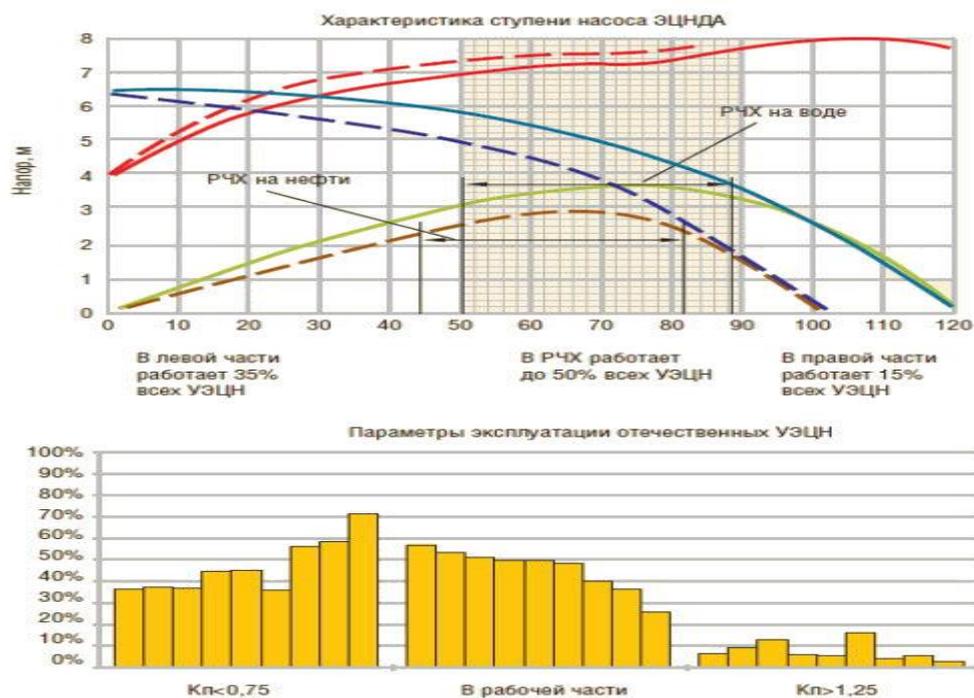


Рисунок 2 – Режимы эксплуатации установок электроцентробежных насосов

К сожалению, только на трети скважин УЭЦН работают в пределах рабочей части номинальной характеристики, что иллюстрирует рисунок 2. В значительной части случаев установки эксплуатируются за пределами левой границы рабочей характеристики, некоторое количество — в правой части. Левая зона отличается низким КПД, тогда как усилия на рабочих колесах, направляющих аппаратах, в системах осевых подшипников достаточно велики, а количество жидкости, которое отводит тепло от этих элементов, достаточно мало. Именно поэтому работа большого количества установок в левой зоне приводит к тому, что износ подшипниковых узлов резко возрастает, равно как и затраты на подъем жидкости в связи с низким КПД и большими температурами. Повышение температуры приводит не только к снижению наработки на отказ, но и очень сильно влияет на энергопотребление оборудования.

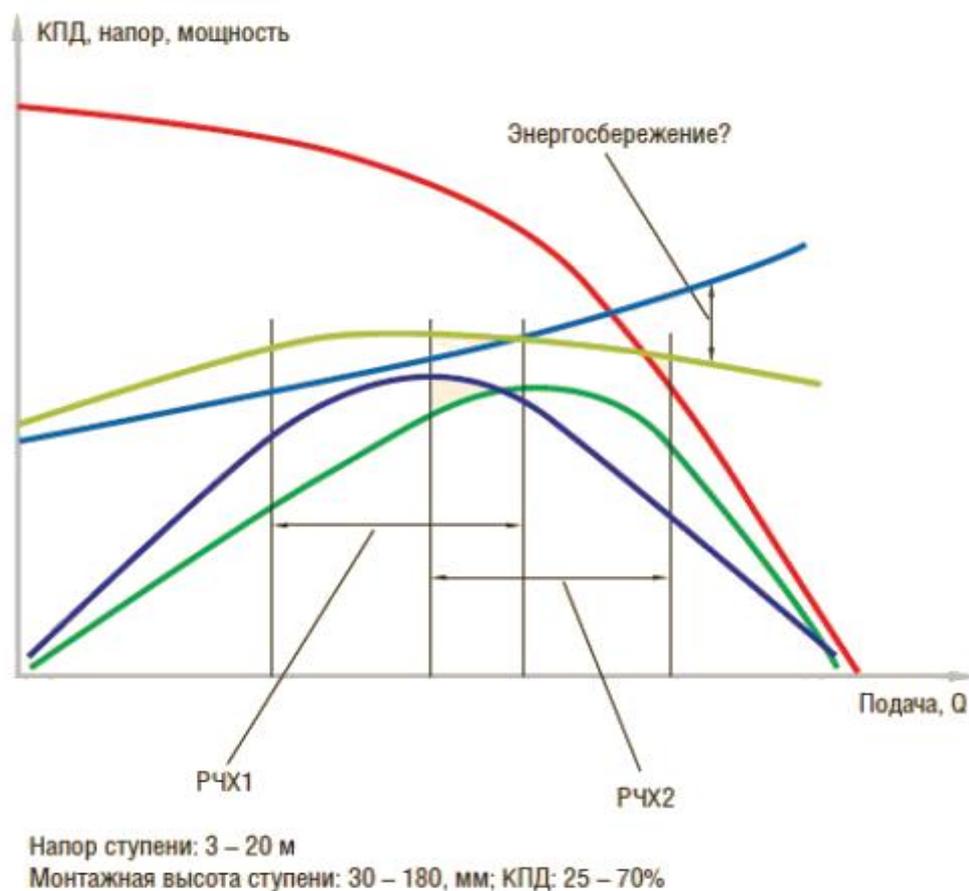


Рисунок 3 – Характеристики ступеней и установок электроцентробежных насосов различных типоразмеров

Сегодня нередко приходится слышать, как некоторые фирмы-изготовители оборудования заявляют о создании новых энергоэффективных ЭЦН, указывая на их существенно меньшую номинальную мощность при одинаковых напорных характеристиках со стандартным оборудованием. Однако на практике может оказаться, что все энергетические преимущества оказываются вне рабочей части характеристики.

Поэтому сформулированные таким образом энергетические преимущества не только не полезны, но даже вредны, поскольку могут ввести в заблуждение. Сделать вывод о том, в каком режиме работает оборудование, можно только с учетом того, что мы, кроме тока, будем измерять еще очень большое количество разных параметров работы оборудования.

1.3 Сопутствующие показатели, влияющие на энергоэффективность

Энергоэффективность УЭЦН зависит от многих параметров, иллюстрируется на рисунке 4. Например, чем больше глубина подвески насоса, тем больше будет снижаться энергоэффективность. И тому есть несколько причин. Во-первых, увеличиваются потери в кабельной линии, во-вторых, увеличиваются потери в НКТ.

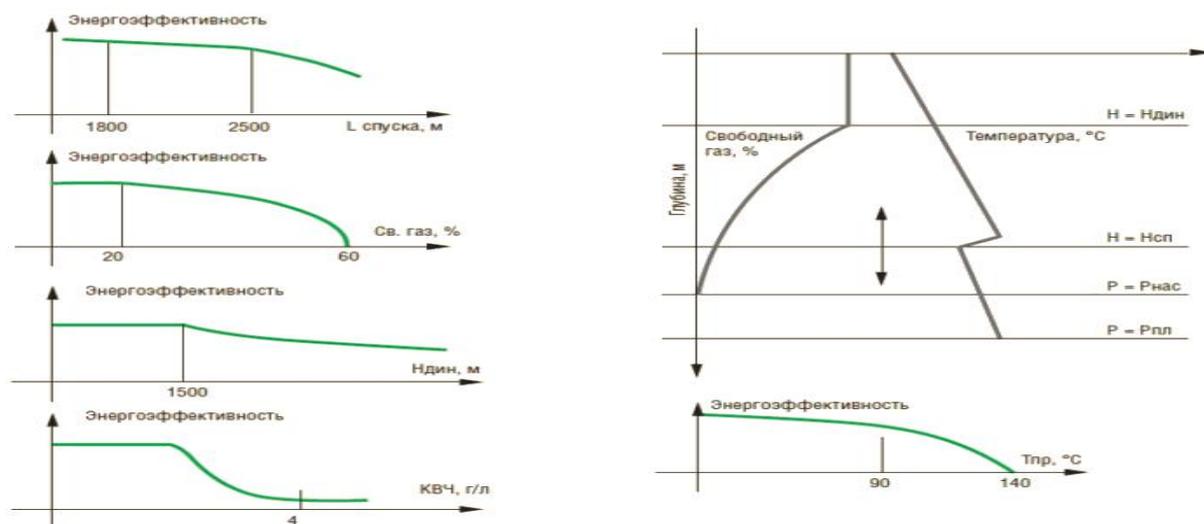


Рисунок 4 – Зависимость энергоэффективности установок электроцентробежных насосов от условий работы

Существенно ухудшаются энергетические показатели работы ступеней ЭЦН с повышением газового фактора, даже если мы применяем предвключенные устройства разного типа.

Снижается энергоэффективность также и при заглублении динамического уровня — при уменьшении забойного давления, в том числе, при сложных профилях скважин и в скважинах с большим отходом от вертикали. В данном случае, во-первых, опять же увеличивается длина подвески, а кроме того, возникающее в рабочих колесах усилие увеличивает силы трения в опорах, и установка начинает потреблять больше мощности [12].

Как мы знаем, чем выше содержание механических примесей, тем быстрее выходит из строя насос, но это не единственный отрицательный

результат. Наличие механических примесей увеличивает коэффициенты трения во всех парах сопряжения трения, и соответственно, увеличивает затраты электроэнергии при работе такого вида оборудования [13].

И наконец - температура. Повышение температуры приводит к тому, что увеличивается сопротивление кабельной линии, ухудшается смазка всех трущихся деталей, соответственно, затраты электроэнергии на подъем жидкости будут увеличиваться.

Высокая температура не только повреждает изоляцию кабеля, но и значительно снижает проводимость жил. И поэтому сегодня особенно важна работа по замене старых видов изоляции на более термостойкие. По данным некоторых экспериментов, на 1000 м стандартной кабельной линии даже при невысоких температурах мы можем потерять от 9 до 25 кВт, в зависимости от рабочих токов. В реальных условиях снижение напряжения может быть таким большим, что будет просто невозможно обеспечить нормальный запуск двигателя.

В большом количестве случаев (до 65-66%) причиной отказа ГНО становится засорение мехпримесями. До момента выхода оборудования из строя начинается увеличение коэффициентов трения и соответствующее увеличение затрат мощности. Все, конечно, зависит от индекса абразивности конкретного вида мехпримесей. Некоторые виды механических примесей работают вообще, как смазка. Например, мелкодисперсные глины работают как прекрасная смазка подшипников скольжения. Но большинство видов мехпримесей все же приводят к уменьшению наработки на отказ и увеличению энергозатрат на перекачку жидкости.

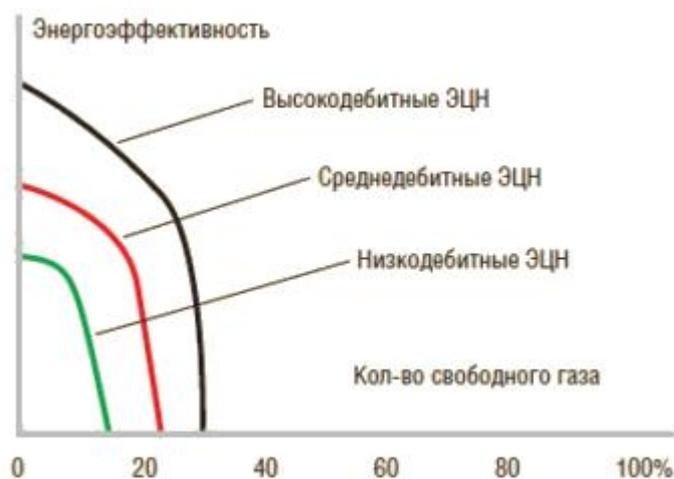


Рисунок 5 – Влияние свободного газа

Выше уже было сказано об отрицательном влиянии свободного газа на энергоэффективность. Во многих регламентах, во многих технических условиях написана цифра 25% свободного газа, не более. Чем выше подача насоса, тем более эффективно можно работать даже при большом количестве свободного газа. Низкодебитные насосы не могут работать уже при 18-20% свободного газа. Их КПД и энергоэффективность падают при наличии всего 5-10% свободного газа.

В этой связи применяется достаточно много разных предвключенных устройств. Впрочем, они не всегда играют только положительную роль. Во-первых, установки, в которых используется, например, газосепаратор, затрачивают достаточно большое количество дополнительной энергии. Кроме того, известно, что применение газосепараторов провоцирует повышенное солеотложение, а солеотложение, естественно, снова приводит к уменьшению КПД, по крайней мере за счет того, что увеличивается коэффициент трения и требуется большая мощность на работу таких систем.

Еще одно направление повышения энергоэффективности сегодня заключается в применении ЭЦН увеличенных габаритов. Еще несколько лет назад производители насосного оборудования начали вплотную заниматься разработкой ЭЦН повышенных диаметральных габаритов, и притом для малых дебитов. Сегодня в габарите 5А выпускаются насосы даже на 30 м³/сутки.

Переход на габарит 5А в скважинах диаметром 146 мм увеличивает подачу ЭЦН на 40% и напор на 15-25%. Для 6-го габарита подача увеличивается на 90%, а напор — на 40-52%). Одновременно на 3-10% увеличивается КПД ступени. Это обеспечивает улучшение работы всех видов оборудования, и, в частности, снижение затрат электроэнергии на подъем единицы жидкости.

Сложная ситуация складывается с эксплуатацией боковых стволов, в которых диаметр обсадных колонн иногда не превышает 102 мм. Это 3-й условный габарит. Работать при 3000 оборотах с этим оборудованием невозможно. Напор «родной» ступени составляет от 1 до 2,5 метров. И таких ступеней для желаемого напора придется использовать 1-1,5 тысячи. Кроме того, места для размещения опоры в каждом рабочем колесе, в каждом направляющем аппарате настолько мало, что контактные напряжения в опорах будут очень большими. А если мы говорим о том, что нужно работать при больших частотах вращения, то в этом случае износ будет повышаться кратно. Например, при увеличении в два раза частоты вращения напор будет увеличен в четыре раза, скорость скольжения будет увеличена в два раза. Соответственно, перемножение этих двух параметров дает 8 единиц. То есть в 8 раз быстрее будет происходить износ всех подшипниковых узлов [1].

Кроме того, КПД таких ступеней, к сожалению, в этом габарите невозможно поднять выше 35%. И поэтому такая установка будет иметь общий КПД на уровне 8-15%. Только если ничего другого нельзя будет установить в боковом стволе скважины, придется использовать такие установки.

Для разных условий эксплуатации сегодня предлагается большое количество разных вариантов изготовления рабочих колес, направляющих аппаратов, опорных шайб, опор самих направляющих аппаратов. Могут использоваться промежуточные подшипники, пакетная сборка и т.д. При этом, например, увеличение количества промежуточных подшипников приводит к уменьшению числа рабочих степеней в каждой секции, а, во-вторых, к увеличению сил трения и соответствующему понижению энергоэффективности.

То же самое можно сказать и о применении пакетной сборки там, где в этом нет необходимости. Пакетная сборка будет отличаться более высоким потреблением электроэнергии при всех прочих равных условиях, чем обычная классическая система.

Очень многие оборудованные ЭЦН скважины к настоящему моменту оснащены системами частотного преобразования (ПЧ). Это дает возможность увеличить напор при увеличении частоты вращения, увеличить подачу такого насоса, но есть и ограничения. Во-первых, это ограничение по мощности. В достаточно широком диапазоне частот вращения мощность ПЭД линейно зависит от частоты вращения вала, а мощность центробежного насоса, подсоединенного к этому двигателю, является функцией в кубической степени.

Асинхронные двигатели при малой нагрузке имеют очень низкий коэффициент мощности, то есть $\cos\phi$. Пока нефтяники, да и многие другие, еще не платят за реактивную мощность, но, видимо, так будет продолжаться недолго. Скорее всего, в ближайшее время будет принято решение о том, что придется платить за установочную мощность, а не только за активную мощность. А в этом случае недогрузка двигателя будет приводить к большим денежным затратам.

Вообще все потери в центробежных насосах можно подразделить на несколько основных типов. Это, в первую очередь, механические потери, потери в подшипниках, потери гидравлические, потери гидродинамического торможения, которые уменьшают КПД в левой части характеристики, и дисковые потери. Дисковые потери зависят от частоты вращения в пятой степени, зависят от диаметра самого рабочего колеса, и от вязкости жидкости. Увеличение частоты вращения приводит к тому, что дисковые потери резко возрастают. И поэтому, если при одной и той же перекачиваемой жидкости мы увеличим в два раза скорость вращения, то у нас КПД ступени, а соответственно, и насоса, будет падать примерно на 10-15%.

Именно поэтому обычно, когда изображают характеристики насоса при разных частотах, рисуют только напорную характеристику, а КПД обычно никогда не изображают, чтобы не пугать. Это тоже нужно обязательно иметь в

виду. Особенно это важно при откачивании такими насосами жидкости повышенной вязкости.

Одно из удачных технических решений, позволяющих снять многие из обозначенных выше проблем, — колеса открытого типа (см. «Лопастные насосы с колесами открытого типа»). У открытых колес нет диска, в связи с чем практически сходят на нет осевые нагрузки на рабочее колесо и, следовательно, увеличение частоты вращения не будет приводить к увеличению нагрузки на торцовые системы подшипников скольжения. Малая масса колес тоже уменьшает потребности в электроэнергии, особенно при запуске, и упрощает их балансировку [8].

Замена только одного лопаточного аппарата или импеллера таких насосов позволяет изменять характеристики насоса в том направлении, которое нам необходимо. При освоении скважины после ГРП можно снизить КПД насоса, но исключить при этом его забивание мехпримесями. После очистки скважины можно, наоборот, уменьшить напорные характеристики, повысив КПД, и долговременно эксплуатировать это оборудование скважины с максимальным экономическим и энергетическим эффектом.

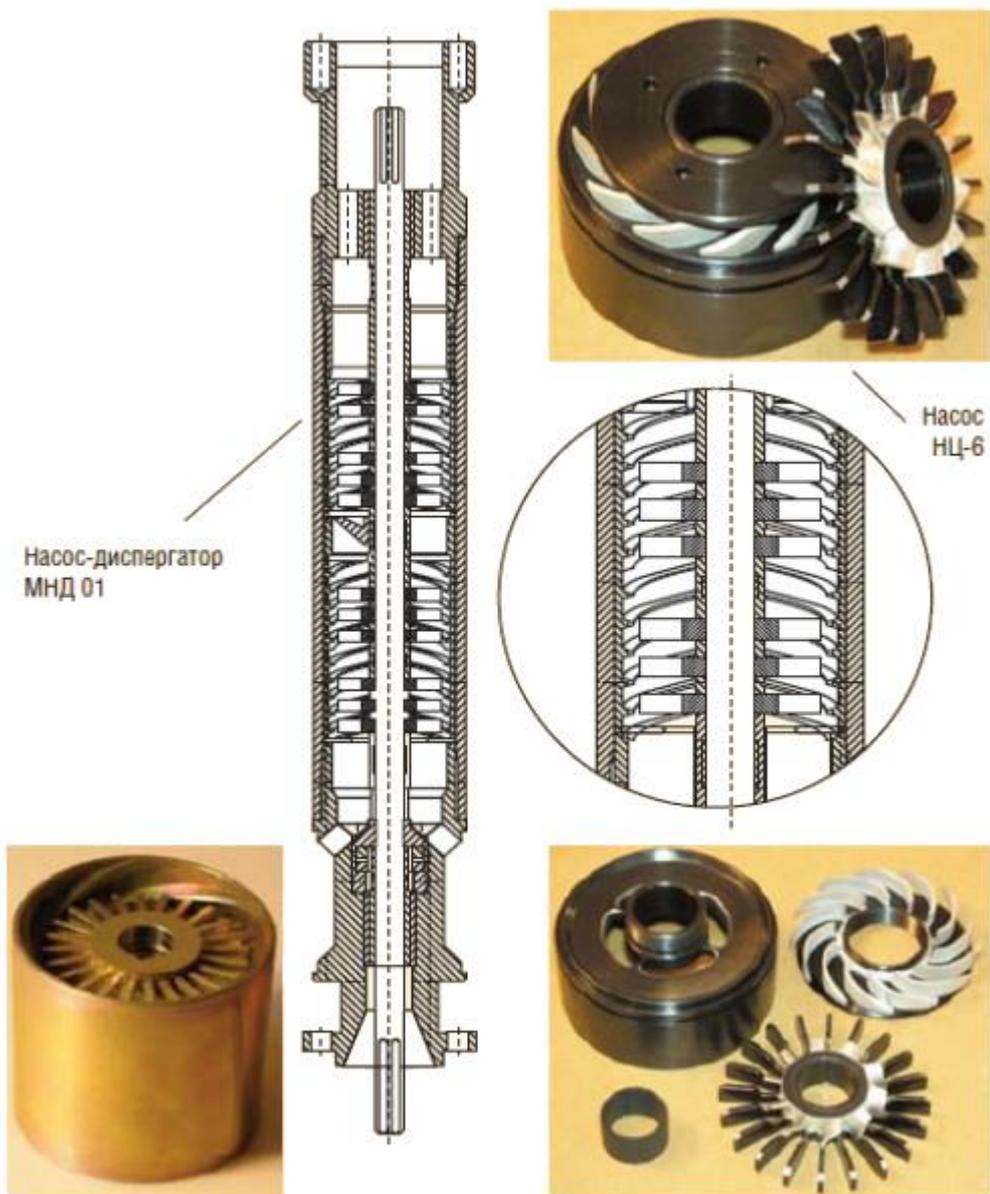


Рисунок 6 – Лопастные насосы с колесами открытого типа

Сегодня проводится большое количество испытаний новых видов материалов, которые уменьшают коэффициенты трения и увеличивают наработку на отказ. Ведь когда мы говорим об энергоэффективности, нельзя отрывать процесс добычи нефти от процесса подземного ремонта. Мы знаем, каких затрат и в энергетике, и в стоимостном выражении требует каждый ПРС. Новые материалы должны снижать энергопотребление даже при эксплуатации ГНО, а уж тем более в совокупности по эксплуатации и ПРС.

называемые высокотемпературные насосы, которые позволят работать уже при больших глубинах подвески этих насосов и даже при условиях термического воздействия на пласт, что тоже позволит расширить области применения такого вида оборудования.

1.5 Прогнозирование энергоэффективности установок электроцентробежных насосов

Об эффективности добычи нефти с помощью установки электроцентробежного насоса можно судить по одному из критериев, которым является величина удельного расхода энергии к тонне добытой продукции. Так как для добычи пластовой жидкости необходимо передать ей энергию, что повлияет на транспортировку её из пласта на поверхность, то энергоэффективность добычи – это отношение энергии, необходимой для подъема жидкости, к энергии, которую затратили, то есть КПД УЭЦН.

По большей части, энергия расходуется на работу насоса (ЭЦН) и погружного электродвигателя (ПЭД), также стоит учитывать потери энергии, которые приходится на потери на кабели, потери в предвключенных устройствах, трансформаторе и других – они значимы и их необходимо учитывать в общем энергетическом балансе. Стоит учесть, что элементы УЭЦН взаимно влияют друг на друга. При росте потребления энергии, например, ЭЦН, - растет потребление ПЭД, потери в кабеле, трансформаторы и др.

В современном понимании – УЭЦН является линейной цепью последовательно соединенных элементов: станции управления, повышающего трансформатора, кабельной линии, ПЭД, предвключенных устройств (газосепаратора, диспергатора, мультифазного насоса, сепаратора мехпримесей и др.) и ЭЦН. Обозначим через N_0 мощность, поступающую на вход первого элемента УЭЦН (станции управления), а через N_1 мощность, передаваемую от первого элемента – второму. Через N_n обозначим мощность на выходе с последнего элемента (ЭЦН). Тогда выражение для КПД УЭЦН можно записать следующим образом:

$$\eta = \frac{N_n}{N_0} = \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{N_2}{N_3} \dots \frac{N_{n-1}}{N_n} \cdot \frac{N_n}{N_0} = \eta_1 \cdot \eta_2 \dots \eta_{n-1} \cdot \eta_n, \quad (1)$$

где η_i – КПД i -го элемента УЭЦН. Из формулы (1) следует, что по критерию энергоэффективности добычи лучшей будет УЭЦН, в которой максимально произведение КПД отдельных ее элементов. Поскольку КПД элементов могут быть взаимосвязаны, нужна методика расчета, учитывающая как условия работы УЭЦН, так и взаимосвязь КПД элементов. Разработка такой методики и проведение ряда расчетов энергоэффективности типичных УЭЦН стали целью данного раздела.

1.6 Методика расчета коэффициента полезного действия элементов установок электроцентробежных насосов и предвключенных устройств

Мощность, передаваемая от насоса к жидкости $N_{out} = \rho g H Q + \Delta P \cdot Q + \Delta N_{TP}$, где ΔP – заданное избыточное давление, создаваемое на устье скважины (его величина порядка 20 атм), ΔN_{TP} – потери на трение в НКТ. Поскольку обычно $\rho g H Q > \Delta N_{TP}$, то КПД ЭЦН вычисляется следующим образом:

$$\eta_{ESP} = \frac{\rho g H(Q) \cdot Q + \Delta P \cdot Q}{N_{in}(Q)}, \quad (2)$$

где N_{in} – мощность, потребляемая насосом, Q – подача, H – напор, создаваемый насосом, ρ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения.

Напор и мощность, потребляемые насосом, являются функциями Q , n и свойств рабочей жидкости. Обычно в каталогах фирм, производителей ЭЦН, приводятся зависимости H и N_{in} от подачи Q , полученные в испытаниях на воде при $n = 3000$ или 3500 об/мин, и от частоты вращения n , вычисленные из данных этих испытаний в предположении, что $Q \sim n$, $H \sim n^2$, $N_{in} \sim n^3$.

Использование зависимости $H \sim n^2$ приводит к относительной ошибке $\pm 1-2\%$, а зависимости $N_{in} \sim n^3$ к ошибке $\pm 5-7\%$.

Влияние вязкости скважинной жидкости обычно учитывают по корреляционным зависимостям. Это приводит к относительной ошибке $\pm 10 - 25\%$. Потери энергии в предвключенных устройствах обычно не превышают 1 –

2 кВт, что много меньше типичного значения мощности, потребляемой ЭЦН. Поэтому обычно эти потери можно не учитывать. Если же требуется высокая точность прогноза энергоэффективности УЭЦН, необходимо знать величину этих потерь, которые, в настоящее время, приводят далеко не все компании их изготавливающие.

1.6.1 Коэффициент полезного действия погружных электродвигателей

По определению, КПД равен отношению механической мощности на валу ПЭД к потребляемой из электрической сети:

$$\eta_M = \frac{N_{2M}}{N_{2M} + \Delta N_{LOST}(N_{2M})}, \quad (3)$$

где N_{2M} – мощность на валу двигателя; N_{LOST} – суммарные потери в двигателе. Обычно по данным, приводимым производителями ПЭД, можно установить зависимость N_{LOST} от мощности, потребляемой из сети, а значит, и от N_{2M} . При расчете необходимо учитывать, что мощность на валу двигателя N_{2M} равна суммарной мощности, потребляемой всеми устройствами, приводимыми в движение: гидрозащитой, ЭЦН, предвключенными устройствами (газосепаратором, диспергатором, мультифазным насосом, сепаратором механических примесей и др.). А некоторые из устройств создают напор.

1.6.2 Коэффициент полезного действия станции управления

В настоящее время КПД станции управления определяется производителями как постоянная величина, указанная для номинального режима работы станции. Поскольку режим работы станции управления выбирается таким образом, чтобы не превышать максимальное значение тока при любых допустимых значениях загрузки двигателя, то потери энергии в станции управления будут ограничены и не превысят справочного значения.

1.6.3 Коэффициент полезного действия трансформатора

Потери в трансформаторе характеризует КПД трансформатора, равный отношению мощности, передаваемой из трансформатора в кабельную линию N_{1K} , к мощности, поступающей на его первичную обмотку $N_{1K} + \Delta N_T$:

$$\eta_T = \frac{N_{1K}}{N_{1K} + \Delta N_T}, \quad (4)$$

где ΔN_T – мощность, теряемая в трансформаторе. Если выразить ΔN_T через параметры трансформатора, получим:

$$\eta_T = \frac{N_{1K}}{N_{1K} + N_{xx} \left(\frac{U_{HM} + \Delta U_K(N_{1M})}{U_{2H}} \right)^2 + N_{KZ} \left(\frac{I_M(N_{1M}) U_{2H}}{I_{1H} U_{1H}} \right)^2}, \quad (5)$$

где N_{1K} – мощность, потребляемая на входе кабеля; N_{xx} – потери холостого хода трансформатора; N_{KZ} – потери трансформатора в опыте короткого замыкания; U_{HM} – номинальное напряжение двигателя; ΔU_K – падение напряжения на кабеле; U_{2H} – напряжение отпайки; I_M – ток, потребляемый двигателем (зависимость от потребляемой мощности обычно приводится производителем); I_{1H} , U_{1H} – номинальные ток и напряжение в первичной обмотке; U_{2H} – напряжение отпайки.

Поскольку в основе этой формулы лежит эмпирическая зависимость, то ошибка в расчетах будет определяться точностью измерительных приборов и точностью аппроксимации экспериментальной зависимости и будет составлять не более 1%.

1.6.4 Потери в кабеле

При определении КПД кабеля полезной является мощность, поступающая на вход ПЭД, т. е. $N_{1M} = N_{2M} + \Delta N_{LOS}$. Обозначив потери в кабеле через ΔN_K , получим следующее выражение для КПД кабеля:

$$\eta_K = \frac{N_{1M}}{N_{1M} + \Delta N_K}, \quad (6)$$

Если выразить потери в кабеле ΔN_K через его характеристики, то

$$\eta_K = \frac{N_{1M}}{N_{1M} + n_c I_M^2(N_{1M}) \frac{\rho_{LK}}{S_K} (1 + \alpha_T (T_K - T_0))}, \quad (7)$$

где ρ – удельное сопротивление меди при температуре $T_0 = 20^\circ\text{C}$, составляет $0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$; L_K – длина кабеля, м; S_K – площадь сечения жилы кабельной линии, мм^2 ; α_T – температурный коэффициент сопротивления меди, равный $0,004 \text{ 1}/^\circ\text{C}$; T_K – абсолютное значение температуры жилы, $^\circ\text{C}$; n_c – число жил кабеля, обычно равняется трем; I_M – ток, потребляемый двигателем (зависимость от потребляемой мощности обычно приводится производителем).

Поскольку в основе этой формулы лежит температурная зависимость сопротивления меди, то в диапазоне температур от -50°C до $+200^\circ\text{C}$ эта зависимость почти линейная и погрешность метода не превышает 1%.

1.7 Пример расчетов коэффициента полезного действия установок электроцентробежных насосов различной комплектации

Будем считать заданными напор и подачу насоса. Зафиксируем частоту вращения вала ($n=2910 \text{ об/мин}$), и будем считать, что рабочая жидкость – вода. Пусть кабель имеет длину 950 м и применяется трансформатор ТМПН-250 фирмы BIRZST, отпайка 2168 В, потери холостого хода 0,58 кВт, потери короткого замыкания 3,9 кВт. Проведем расчет энергоэффективности, т. е. вычислим КПД для УЭЦН различной комплектации. Используются ЭЦН, имеющие одинаковую номинальную подачу и суммарный напор, но разный КПД: ВНН5А-100 (количество ступеней 125) и ВНН5А-100Э (количество ступеней 228), асинхронный ПЭДН63-117 и вентильный ПВЭДН63-117. Все компоненты производства АО «Новомет-Пермь». Также будем использовать некоторое гипотетическое предвключенное устройство (ПУ), потребляющее 1 кВт, чтобы оценить влияние таких устройств на общий КПД УЭЦН. В расчете КПД используется станция управления СУ-160, имеющая КПД, равный 0,98.

Таблица 1 – Результаты расчета КПД различной комплектации

	η_{ESP}	η_M	η_K	η_T	η
АД+ВНН	0,595	0,713	0,967	0,976	0,39
ВД+ВНН	0,595	0,905	0,990	0,982	0,51
АД+ВННЭ	0,612	0,707	0,967	0,976	0,40

Продолжение таблицы 1

ВД+ВННЭ	0,612	0,904	0,989	0,982	0,53
АД+ВНН+ПУ	0,595	0,725	0,968	0,977	0,40
ВД+ВНН+ПУ	0,595	0,908	0,988	0,983	0,51
АД+ВННЭ+ПУ	0,612	0,719	0,968	0,977	0,41
ВД+ВННЭ+ПУ	0,612	0,907	0,989	0,983	0,53

Из результатов расчетов, приведенных в таблице 1, видно, что КПД установки с вентильным двигателем выше на 31%, чем УЭЦН с асинхронным ПЭД, если используется обычный насос. В случае применения энергоэффективного насоса КПД установки при использовании вентильного двигателя выше на величину 32% по сравнению с асинхронным. Использование вентильного двигателя в совокупности с энергоэффективным насосом дает улучшение энергоэффективности на 36% по сравнению с обычной комплектацией (асинхронный двигатель + обычный насос). Кроме того, видно, что в некоторых случаях (например, АД+ВНН $\eta = 0,39$ и АД+ВНН+ПУ $\eta = 0,4$) использование предвключенных устройств дает увеличение значения общего КПД. Это объясняется следующим: предвключенное устройство не забирает энергию из потока передаваемой жидкости, а увеличивает нагрузку на валу двигателя. А поскольку для выбранного оборудования рабочая точка двигателя была выбрана левее максимума соответствующей кривой, то дополнительная нагрузка сдвинула рабочую точку вправо, что привело к увеличению КПД двигателя и увеличению КПД УЭЦН. Этот пример показывает важность оценки КПД в комплексе, с учетом влияния отдельных компонентов друг на друга.

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОЦЕССУ ДОБЫЧИ НЕФТИ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Основанием для разработки новых технологических подходов, в первую очередь, осложненные условия при эксплуатации объектов. Анализ проблем, с которым сталкиваются разработчики при эксплуатации механизированного фонда скважин – является началом поиска решений. На основании которых формируется программа технологического развития, в основе которой представлены потенциальные решения проблем.

На сегодняшний день одним из основных способов добычи нефти в Российской Федерации служит использование погружных электроцентробежных насосов. Причем российский рынок УЭЦН является наиболее крупным сегментом рынка нефтяных насосов.

Основные преимущества УЭЦН заключаются в наилучшем приспособлении к российским условиям добычи нефти, в возможности подбора установок и выборе эффективной технологии добычи нефти в широком диапазоне осложняющих факторов пластово-скважинных характеристик.

2.1 Анализ скважинных условий на месторождениях Западной Сибири в процессах добычи нефти установками электроцентробежных насосов с учетом осложнений

Газовый фактор

Эффективная работа установки ЭЦН зависит от достаточно большого количества факторов: начиная от процессов, которые проходят в самом пласте до конструкции скважины. Совместное воздействие всех осложнений значительно снижает эффективность работы УЭЦН. В следствие этого разработки по повышению показателей работы погружного насоса актуальны.

Влияющие на работу УЭЦН факторы разделяют на группы: факторы, возникновение которых происходит из-за конструкции УЭЦН или скважины

(исполнение основных деталей и узлов УЭЦН, кривизна скважин, диаметр эксплуатационной колонны, большая глубина подвески) и геологические (вода, газ, присутствие механических примесей в пластовой продукции, отложение парафина и солей), так как они обязаны своим происхождением условиям формирования залежей [3].

Наиболее существенное влияние на работу ЭЦН оказывает газовый фактор, поскольку насосы наиболее чувствительны к наличию в пластовом флюиде свободного газа.

Разницей давлений на приеме погружного насоса и столба пластовой жидкости над приемом насоса можно назвать давлением газа в затрубном пространстве. Соответственно, значение давления на приеме погружного насоса играет важную роль. Фактически во время эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, значение давления на приеме погружного насоса всегда меньше значения давления насыщения, что сразу говорит о работе насоса с определенным количеством свободного газа.

Величина газосодержания у входа в насос представляет собой отношение расхода газа к подаче смеси:

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{г}} + Q_{\text{ж}}}, \quad (8)$$

Где $Q_{\text{г}}$ – расход собственного газа, поступающего в насос, при термодинамических условиях у входа, м³/сут;

$Q_{\text{ж}}$ – подача жидкости насосом при тех же условиях, м³/сут;

Величину газосодержания у входа в насос выражают как в долях единицы, так и в процентах.

При повышенном газовом факторе основными параметрами, влияющие на работу УЭЦН являются, объемная доля газа, которая определяет структуру потока газожидкостной смеси и размеры пузырьков; давление (чем давление выше, тем меньше разность плотностей газа и жидкости); поверхностное натяжение (его увеличение препятствует образованию больших пузырей, поэтому на воде ЭЦН с газом работает хуже). С помощью уравнения Бернулли

можно выяснить механизм образования «газовой засоренности» в условиях низких забойных давлений, который заставляет жидкость двигаться вдоль трубы с ускорением, и, приняв за характерные параметры давление p , осевую скорость потока v в активной первой ступени насоса перейдем к уравнению:

$$p_1 = \frac{\rho_{in1} v_1^2}{2} = p_2 = \frac{\rho_{in2} v_2^2}{2}, \quad (9)$$

Где p_1 и p_2 – давление соответственно в момент времени $t=0$, когда скорость v_1 минимальна, и в момент времени $t=T$, когда скорость v_2 максимальна;

$\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}$, $\frac{\rho_{in2} v_2^2}{2}$ – скоростной напор (динамическое давление) соответственно при $t=0$ и $t=T$.

Вычитая из обеих частей равенства минимальное давление в потоке, при котором происходит разгазирование, $p_{нас}$ и деля их на $\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}$, получается выражение для определения расчетного числа начала разгазирования: σ

$$\sigma_{расч} = \frac{p_1 - p_{кав}}{\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{v_1^2}, \quad (10)$$

Где $p_{кав}$ – давление кавитации, Мпа.

Так как разгазирование возникает при $p_1 = p_{нас}$, что соответствует режиму неустойчивой работы насоса, число устойчивости при этом определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{p_1 - p_{кав}}{\frac{\rho_{in1} v_1^2}{2}} \quad (11)$$

или

$$p_1 = \sigma \Delta p p_{нас}, \quad (12)$$

Где Δp – скоростной напор первой ступени (перепад давления после и до первой ступени насоса).

Уравнение (12) при соответствующих коэффициентах безопасности характеризует условие устойчивой работы УЭЦН при разгазировании. Тогда при работе с давлением на приеме выше давления насыщения растворенный газ будет выделяться только выше насоса.

Как указывают в своих исследованиях Гафуров О.Г., Дроздов А.Н., Каплан Л.С., Ляпков П.Д., Мищенко И.Т., Муравьев И.М. существенное влияние на работоспособность погружного насоса оказывает кроме количества свободного газа и его дисперсность. Проводились экспериментальные исследования с помощью центробежных насосов с различными значениями коэффициентов быстроходности и типами отвода: радиальный, осевой и улиточный направляющие аппараты. На основании проведенных исследований на испытательных стендах на смесях «вода-воздух» позволили сделать определенные выводы:

- Работы погружных насосов на водовоздушных смесях приводят к снижению внешних параметров: напора – H , производительности – Q , КПД – η , мощности – N ;

- Понижение параметров работы погружного насоса находятся в зависимости от значения газосодержания в пластовой продукции, увеличение которого до определенного момента может привести к прекращению работы центробежного насоса из-за срыва подачи;

- Область работы погружного насоса по напору и подаче резко сокращается при откачке из скважин ГЖС по мере увеличения газосодержания G (объем газа / объем жидкости).

Рассмотрим параметры работы погружных насосов на водовоздушных смесях.

Свободный газ является причиной смены режима работы насоса. Кривая отражает данные изменения смещением влево. На рисунке представлены напорно-расходные кривые при различном газосодержании на входе насоса.

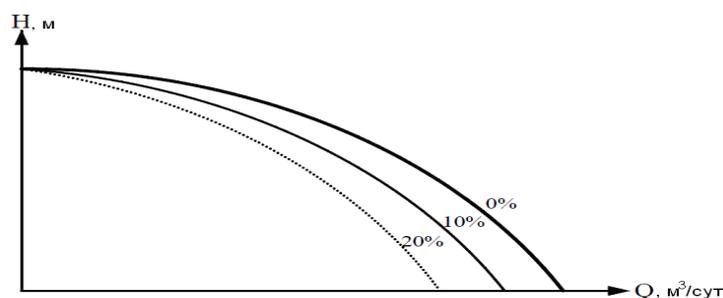


Рисунок 9 – Напорная характеристика насоса при различном газосодержании

Смещение режима работы насоса происходит в результате деградации напора. Эмульгированный газ в газожидкостной смеси увеличивает её объем, проходящий через первые ступени насоса. Энергия, которая подводится к валу насоса расходуется неэффективно, поскольку затрачивается на сжатие пузырьков газа и растворении в пластовой жидкости, это приводит к снижению КПД насоса.

На примере Урманского месторождения, приуроченного к Западно-Сибирскому региону рассмотрено влияние высокого газового фактора на отказы погружного оборудования.

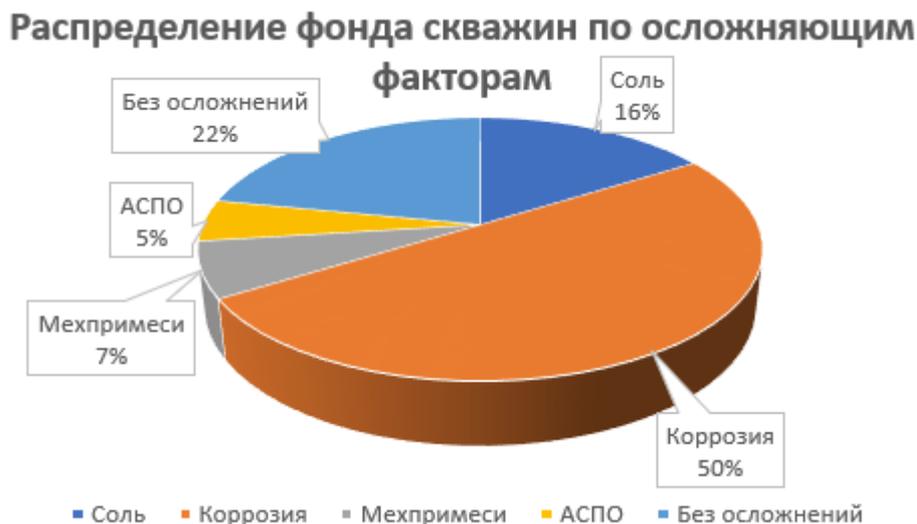


Рисунок 10 – Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по осложняющим факторам за 2015 год

За 2018г. произошло 24 отказа УЭЦН на данном фонде скважин. Ниже приведена диаграмма, со значениями доли отказов скважин оборудования УЭЦН по различным причинам.



Рисунок 11 – Диаграмма распределения доли отказов скважин, оборудованных УЭЦН за 2018 год

Основными причинами отказов погружного оборудования являются:

- Сквозная коррозия оборудования – 49%;
- Снижение сопротивления кабеля – 15%;
- Негерметичность НКТ (брак ПРС) – 12%;
- Засорение механическими примесями, АСПО, солями – 12%;
- Отказ погружного электродвигателя, гидрозащиты – 6%;
- Износ рабочих органов ЭЦН – 6%.

Условия эксплуатации оборудования УЭЦН, а также качество его исполнения являются основными причинами этих отказов.

На рисунке 12 приведена диаграмма распределения отказавших узлов УЭЦН.



Рисунок 12 – Диаграмма отказавших узлов УЭЦН

В ходе анализа диаграммы причин отказов скважин, выделено следующее:

- Половина отказов оборудования приходится на сквозную коррозию. При подъеме флюида происходит разгазирование, в следствие падения давления ниже давления насыщения, соответственно газ скапливается в затрубном пространстве. Высокая коррозионная активность присуще газовой среде и при её контакте с НКТ активизируется, в результате происходит коррозия оборудования.

- При перегреве электродвигателя происходит отказ ПЭД, вследствие снижения его сопротивления. Дестабилизация притока жидкости происходит из-за высокого газосодержания у входа в насос, что приводит к снижению подачи ЭЦН и перегреву ПЭД, вследствие этого происходит отключение электродвигателя защитным блоком, который установлен на СУ. Установки электроцентробежных насосов не выходят на стационарный режим работы в скважинах, где присутствует высокое газосодержание, соответственно эксплуатация производится в периодическом (неустойчивом) режиме. Принудительное «загрубление» параметров на защитном блоке СУ грозит перегревом ПЭД с последующим снижением сопротивления изоляции обмоток статора, в результате он выходит из строя [7].

Солеотложения

Интенсивные отборы жидкости, увеличение напора насосов и глубины их спуска, в результате чего увеличивается рабочая температура узлов погружного

оборудования, сформировали условия для отложения солей на рабочих органах насосов.

Отложение твердой фазы на рабочих органах насоса приводит к снижению подачи насоса, либо прекращению в результате перекрытия проходных каналов рабочих органов, происходит нарушение нормального режима работы.

На рабочих частях и поверхностях ЭЦН образуется слой камнеобразного осадка, толщина которого составляет 0,6 – 1 мм.

Помимо засорения проточных каналов в насосе, отложение солей происходит и на внутренней поверхности НКТ, в совокупности это является причиной нестабильного притока жидкости, соответственно динамический уровень может опуститься до критических значений, когда развиваемый насосом напор будет недостаточен для преодоления гидростатического давления столба жидкости НКТ. В следствие чего насос перестает перекачивать жидкость и работает в холостую, данное явление называется – срыв подачи [9].

В случае срыва подачи происходит повышенный нагрев ПЭД, снижение КПД насоса до 0% - вся энергия, потребляемая насосом, расходуется только на нагрев насоса и окружающей его жидкости. Обычно срыв подачи сопровождается такими последствиями, как плавление кабеля, нарушение герметичности гидрозащиты, электропробой изоляции обмотки статора ПЭД.

Рассмотрим структуру действующего фонда Шингинского месторождения, приуроченного к Западно-Сибирскому району.



Рисунок 13 – Структура действующего фонда Шингинского месторождения в разрезе осложнений

Более 50% осложнений действующего фонда скважин приходится на солеотложение.

За 2019г. произошло 23 отказа УЭЦН на данном фонде скважин. Ниже приведена диаграмма, со значениями доли отказов скважин оборудования УЭЦН по различным причинам.

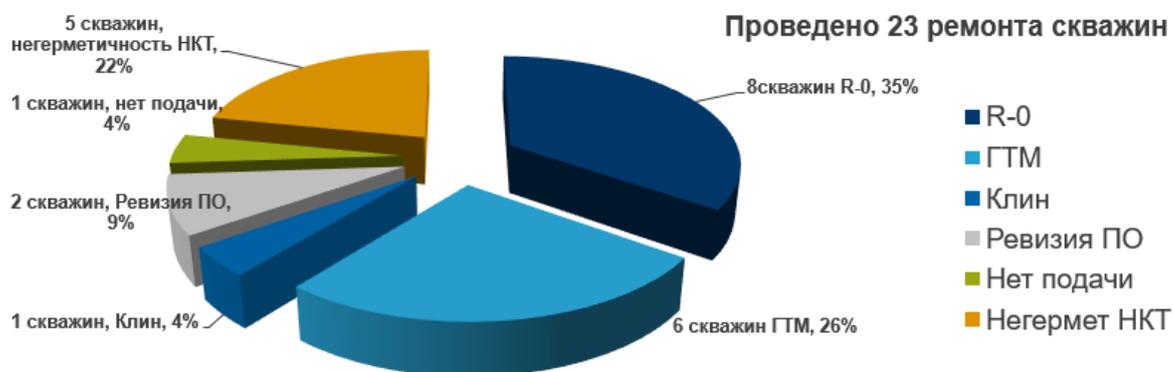


Рисунок 14 – Причины отказов и ремонтов на Шингинском месторождении

2.2 Технологические решения по применению энергоэффективного оборудования установок электроцентробежных насосов

Мощность, потребляемая УЭЦН расходуется не только на добычу пластового флюида, но и на потери во всех элементах компоновки: станций управления, трансформаторах, кабельных линиях, устройств, стабилизирующих газ, ПЭД и ЭЦН.

Методы, основанный на комплексном подходе позволяет повысить эффективность эксплуатации УЭЦН, снижая УРЭ при росте средней наработки на отказ оборудования и среднего межремонтного периода скважин [10].

Данный метод основывается на 5 правилах:

- Подготовка энергоэффективного дизайна и подбор УЭЦН к условиям конкретной скважины, для использования оборудования оптимального типоразмера;
- Контроль эксплуатации УЭЦН;
- Постоянный анализ фонда для корректировки неэффективных режимов работы УЭЦН;
- Разбор и расследование причин отказов;
- Анализ и разработка мероприятий по улучшению ключевых показателей.

Внедрение энергоэффективных вентильных УЭЦН

Энергоэффективные высокооборотные УЭЦН с вентильными электродвигателями обладают высоким КПД и улучшенными напорными характеристиками.

Вентильный двигатель применяется в составе тех же установок, что и асинхронный двигатель. Но наиболее эффективно вентильный двигатель работает в скважинах со сложными условиями эксплуатации, а именно: с вязкой нефтью, повышенным содержанием механических примесей, нестабильной подачей, в малодебитных скважинах, после гидроразрыва и других способов увеличения добычи нефти. При использовании вентильного двигателя упрощается технологический регламент вывода скважины на режим. При определенных условиях эксплуатации появляется возможность замены ШГН установкой с вентильным двигателем. Конструкция вентильного двигателя аналогична конструкции асинхронного двигателя. Однако вентильный двигатель выполнен на основе пакетов ротора с постоянными магнитами из магнитотвердых спеченных материалов, что обеспечивает увеличение КПД в

пределах 10%. На рисунке 15 показана конструкция погружного вентиляльного двигателя.

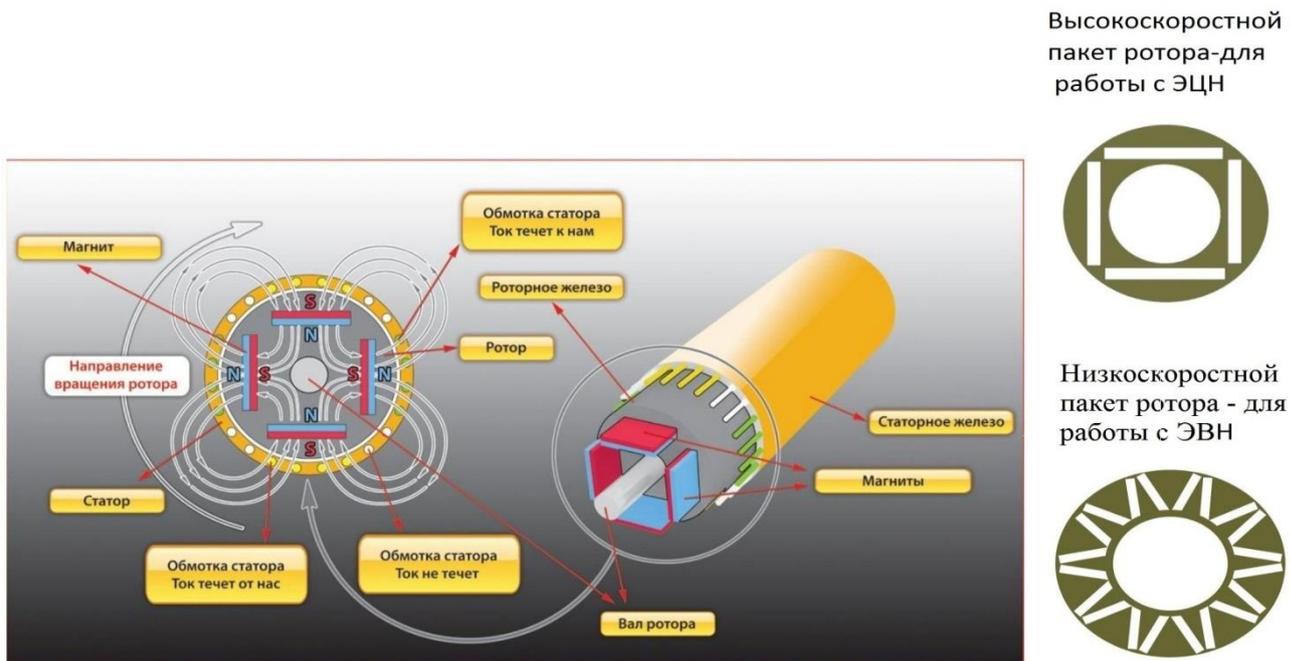


Рисунок 15 – Конструкция погружного вентиляльного двигателя

Магниты создают магнитное поле на роторе вентиляльного двигателя, поэтому потребление электроэнергии ниже. Работа ротора и статора синхронизирована, так как магнитный поток статора и ротора сохраняется под углом 90° и соответственно скольжение между этими потоками стремится к нулю. Для работы с ЭЦН вентиляльный двигатель комплектуется высокоскоростными пакетами ротора. Диапазон регулирования его частоты вращения составляет 500 - 3600 об/мин.

Технологическое решение задачи повышения КПД и напорных характеристик была решена за счет повышения частоты вращения установки, данное решение позволило на 60% уменьшить длину и сократить на 24% энергопотребление.

В качестве привода используется погружной вентиляльный электродвигатель в габаритных группах 81, 103, 117, 130 и 185 мм. В конструкции ПЭД используется ротор на базе четырехполюсного магнита.

Анализ сравнение вентильных и асинхронных двигателей

Ниже представлены графики сравнения нагрузочной характеристики, КПД и $\cos\phi$ для вентильного и асинхронного электродвигателей с номинальной мощностью 36 кВт:

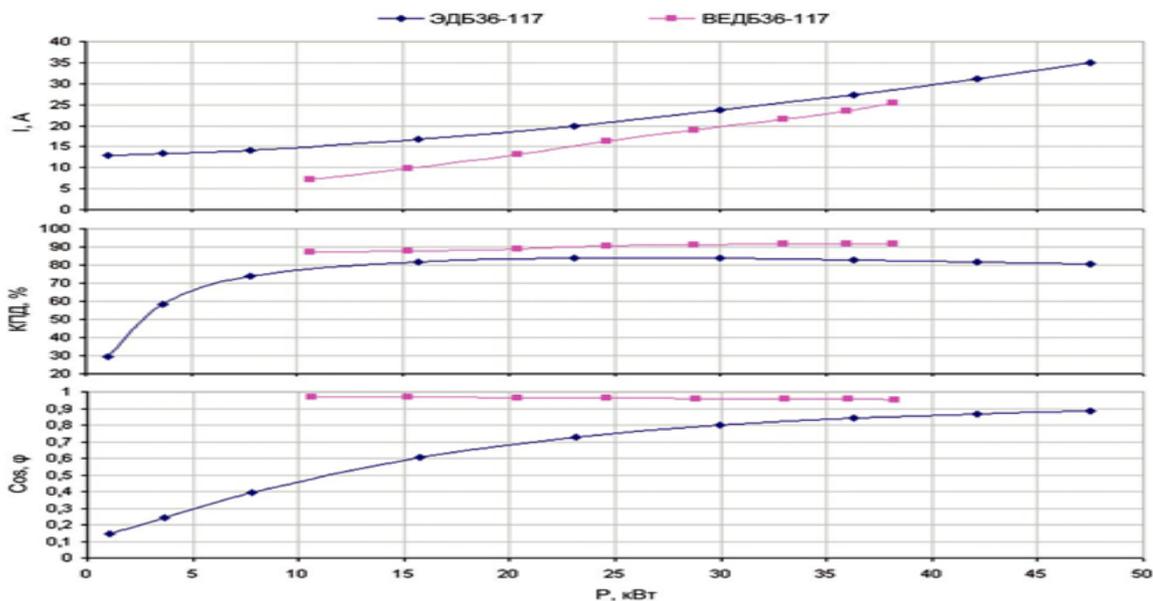


Рисунок 16 – График сравнения вентильного и асинхронного электродвигателей

Из графиков видно, что вентильный двигатель имеет существенно меньший потребляемый ток и ток холостого хода, более высокий КПД и коэффициент мощности.

Существенно меньшее энергопотребление при одной и той же развиваемой мощности и отсутствие потерь в роторе обеспечивают более благоприятный тепловой режим работы вентильного электродвигателя по сравнению с асинхронным.

Возможность регулирования частоты вращения и контроля параметров позволило снизить массу и габариты электродвигателей – рисунок 16.

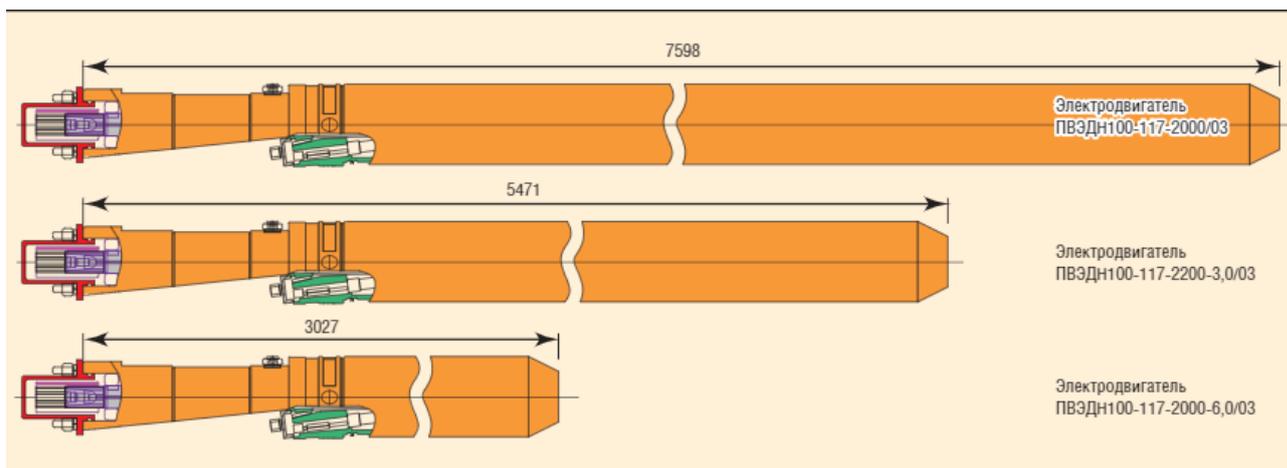


Рисунок 16 – Сравнение габаритов вентильных и асинхронных электродвигателей

Вентильные электродвигатели согласно ГОСТ Р 56624-2015 обладают классом энергоэффективности e2, когда асинхронные электродвигатели относятся к классу e1. Характеристики по классам энергоэффективности приведены на рисунке 17 (e1) и рисунке 18 (e2).

Значения КПД погружных электродвигателей класса «e1» по ГОСТ Р 56624-2015							
КПД для двигателя с диаметральной габаритом, мм, %							
81	96	103	117	123	130	143	180 и более
77,0	79,0	79,5	84,0	84,0	84,0	86,0	88,0

Рисунок 17 – Значение КПД погружных электродвигателей класса «e1»

Значения КПД погружных электродвигателей класса «e2» по ГОСТ Р 56624-2015							
КПД для двигателя с диаметральной габаритом, мм, %							
81	96	103	117	123	130	143	180 и более
84,8	86,2	86,6	89,7	89,7	89,7	91,1	92,4

Рисунок 18 – Значение КПД погружных электродвигателей класса «e2»

Мультифазный насос

Еще один способ увеличения энергоэффективности заключается в применении мультифазных насосов (МФН), которые и гомогенизируют, и частично сжимают ГЖС. В настоящее время МФН являются единственным

предвключенным устройством для скважин, в которых по какой-либо из перечисленных выше причин нельзя применять газосепараторы.

Известно, что при работе лопастных насосов различных конструкций на ГЖС предельная концентрация газа (β_{\max}) на входе, при которой насос работает устойчиво без скачков давления и мощности, существенно различается для ступеней разных конструкций [2].

Таблица 2 - Экспертная оценка предельной концентрации газа (β_{\max}) для различных типов насосных ступеней при входном давлении 30 атм. и нулевой обводненности скважинной жидкости

Тип насосной ступени	β_{\max} % об.
Центробежная	25
Диагональная	35
Центробежно-вихревая	35
Центробежно-осевая	40
Осевая (шнековая)	75

Из приведенных в таблице 2 данных видно, что наиболее устойчивыми при работе на ГЖС являются ступени осевого типа, именно они и были выбраны в качестве рабочих ступеней МФН.



Рисунок 19 – Типичный вид рабочего колеса (а) и направляющего аппарата (б) осевой мультифазной ступени

Осевая ступень МФН состояла из рабочего колеса (рисунок 19а) и направляющего аппарата (рисунок 19б) [5]. Проектирование вели в рамках

полученных патентов и общих принципов проектирования осевых ступеней.

Методика проектирования включала следующие этапы:

- разработка параметрической 3D-модели ступени;
- проведение серии сравнительных расчетов методами вычислительной гидродинамики;
- изготовление и стендовые испытания опытных образцов.

Для задания геометрической модели ступени требуется как минимум 7 параметров: диаметр рабочего колеса, диаметр втулки рабочего колеса, углы конической поверхности втулок рабочего колеса и направляющего аппарата, углы установки хорды скелетной линии лопасти рабочего колеса и направляющего аппарата, ширина направляющего аппарата. Однако при варьировании 7 параметров хотя бы на 3 уровнях получается 37, т.е. примерно 2200 вариантов, что практически не позволяет установить перебором оптимальную конструкцию. Поэтому ограничивались нахождением рациональной конструкции, лучшей по напору, КПД и форме напорной кривой (известно, что даже небольшие завалы напорно-расходной характеристики приводят к существенно нестабильной работе ступени при наличии газа в рабочей жидкости, следовательно, характеристика ступени должна быть монотонно-падающей).

Основное требование, предъявляемое к конструкции МФН, состояло в том, чтобы в рабочем диапазоне подачи основного насоса МФН создавал положительный напор при максимальном газосодержании. На рисунке 8 показан типичный пример сопоставления результатов расчета зависимости напора ступени от подачи одного из вариантов конструкции и экспериментальных данных.

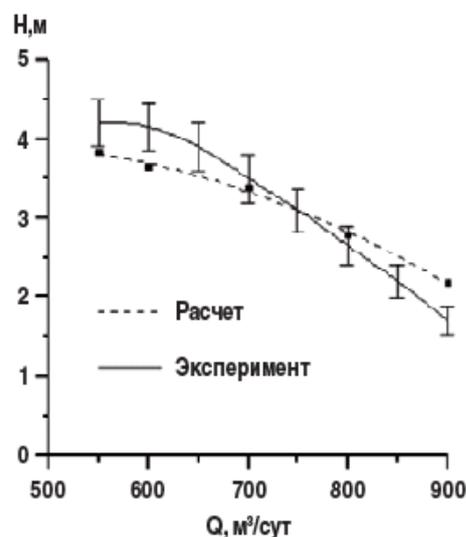


Рисунок 20 - Сравнение результатов расчета и экспериментальных данных для осевой ступени 5А габарита

Мультифазные насосы на основе осевых ступеней были спроектированы в 2А, 3, 5, 5А и 7А габаритах. Каждый МФН выполнялся в виде отдельной секции и согласовывался по подаче с основным центробежным насосом.

Основной характеристикой МФН считали их напорно-расходную характеристику при работе на ГЖС, поскольку потребляемая энергия мала по сравнению с энергией, необходимой для работы основного насоса. Эти характеристики снимались на специализированном испытательном стенде, позволяющем отслеживать работу насосов на смесях с различным содержанием нерастворенного газа при входном давлении 3 атм., рабочая жидкость представляла собой смесь «вода + воздух + ПАВ» (0,05% дисольвана).

Данные стендовых испытаний следует рассматривать лишь как сравнительные, для оценки качества проектирования ступеней и возможности выбора лучшей конструкции, поскольку входное давление сильно влияет на рабочие характеристики, а в скважинных условиях оно на порядок выше, чем в стендовых испытаниях.

Рабочие характеристики насосов на ГЖС зависят не только от свойств перекачиваемой среды, но и от числа ступеней насоса N и частоты вращения его вала n . Поэтому в стендовых испытаниях измеряли зависимость среднего

давления, создаваемого ступенью, и вспомогательной величины – КПД от подачи жидкости при различных Q , N и n на рабочие характеристики предвключенных насосов.

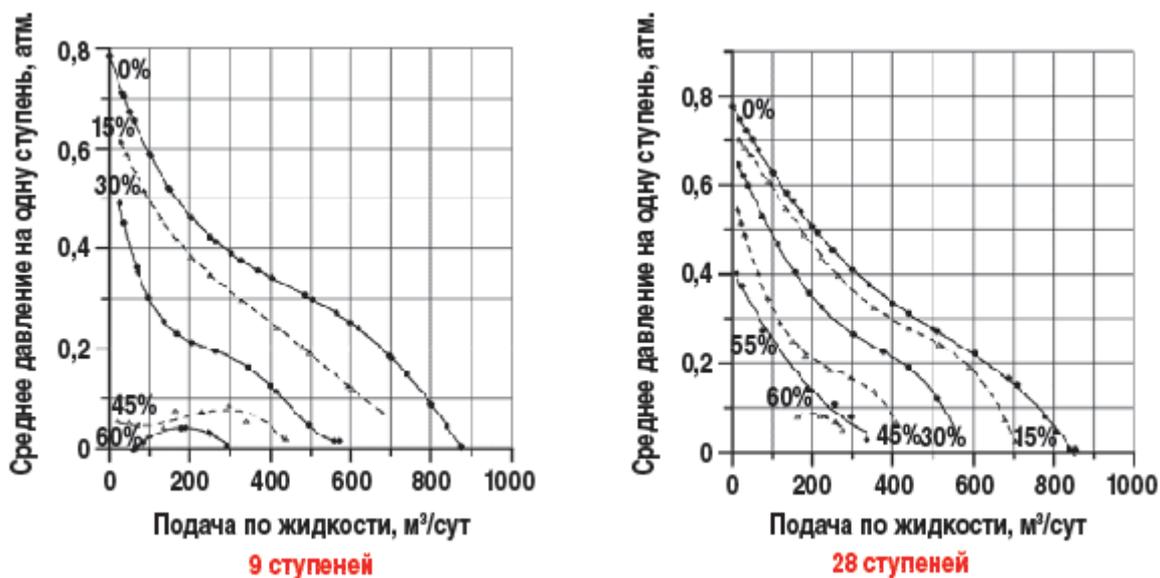


Рисунок 21 - Типичный пример влияния числа ступеней на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 5А габарита (2910 об/мин)

Было установлено, что при увеличении числа ступеней всегда наблюдается увеличение β_{\max} , типичный пример приведен на рисунке 21. Из рисунка видно, в частности, что завалы напорных характеристик в левой зоне подач при увеличении количества ступеней происходят при больших значениях газосодержания в смеси. Так, в сборке из 9 ступеней наблюдается устойчивая работа насоса при 30% газа в диапазоне подач до 500 м³/сут., а в сборке из 28 ступеней насос работает устойчиво уже с 55% газа (напорная характеристика везде монотонно-падающая), начиная с малых подач до 350 м³/сут. Поэтому, если требуется устойчивая работа мультифазного насоса на малых подачах с большими содержаниями газа в смеси, целесообразно использовать секции с большим количеством ступеней.

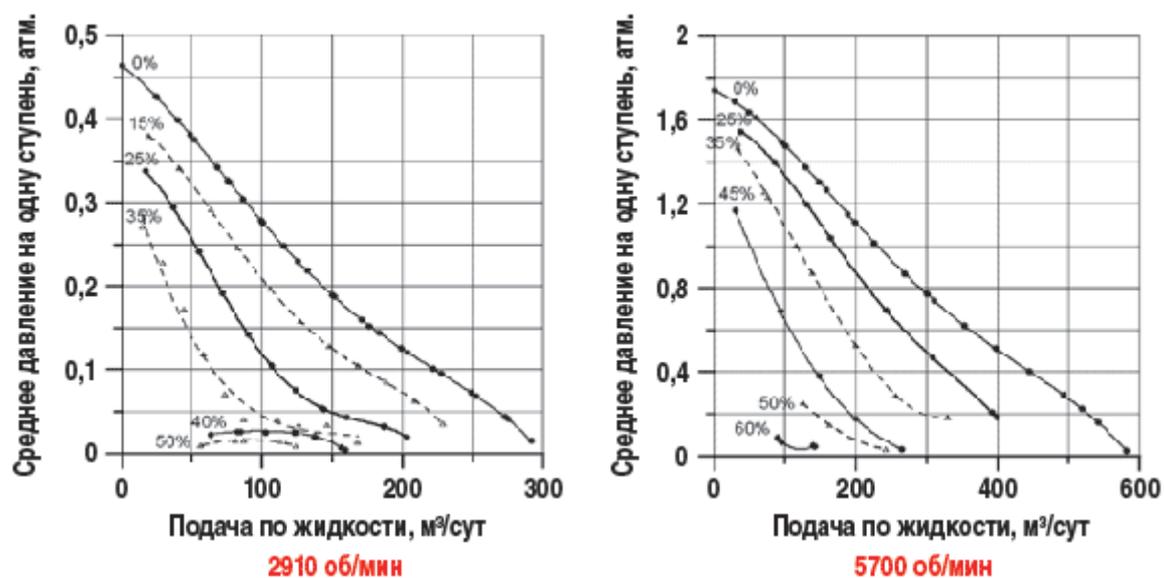


Рисунок 22 - Влияние частоты вращения на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 3 габарита (15 ступеней)

При увеличении частоты вращения β_{\max} либо возрастает, либо остается без изменения, но никогда не уменьшается (смотреть, например, рисунок 22).

Рациональной считали конструкцию МФН с минимальным числом ступеней и достаточно высоким β_{\max} . Характеристики выбранных конструкций насосов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики разработанных осевых насосов

Габарит	Число ступеней	β_{\max} , %	n, об/мин.	Максимальная подача по смеси при β_{\max} , м³/сут.
2A	9	35 40	2910 5820	215
3	15	35 45	2910 5700	280
5	22	45 45	2910 4000	450
5A	13	45 45	2910 4080	730
7A	9	40	2910	не менее 2000

Для того чтобы понять, как изменятся характеристики мультифазного насоса в процессе эксплуатации и оценить их гарантированный ресурс, были проведены ускоренные стендовые ресурсные испытания разработанных конструкций при повышенной частоте вращения вала. Рабочая жидкость

содержала 10 г/л кварцевого песка двух фракций: 20 – 30 и 500 – 1000 мкм в пропорции 1:1.

Типичное распределение износа ступеней насоса после ускоренных испытаний приведено на рисунке 23.

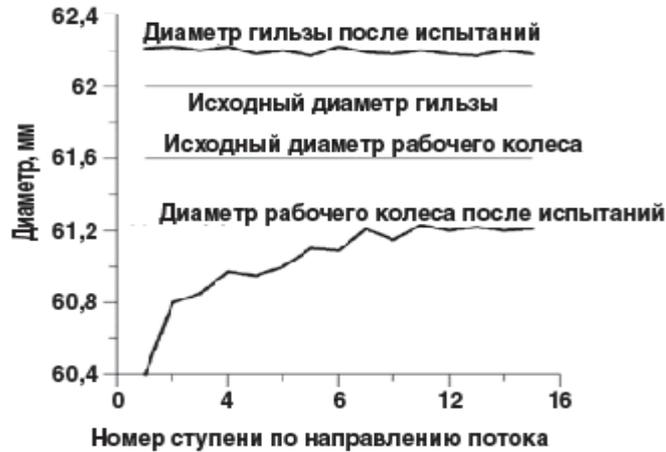


Рисунок 23 - Распределение износов рабочих колес и гильзы по длине осевого насоса 3 габарита, 15 ступеней (5700 об/мин, 4 час, 100 м³/сут)

Из рисунка 23 видно, что диаметральный износ лопастей больше, чем гильзы, т.к. скорость лопасти была ~20 м/с, скорость жидкости вблизи гильзы ~1 м/с. Ниже по потоку, при удалении от входа, износ лопастей уменьшается, что можно объяснить только локальным уменьшением концентрации абразива в зазоре.

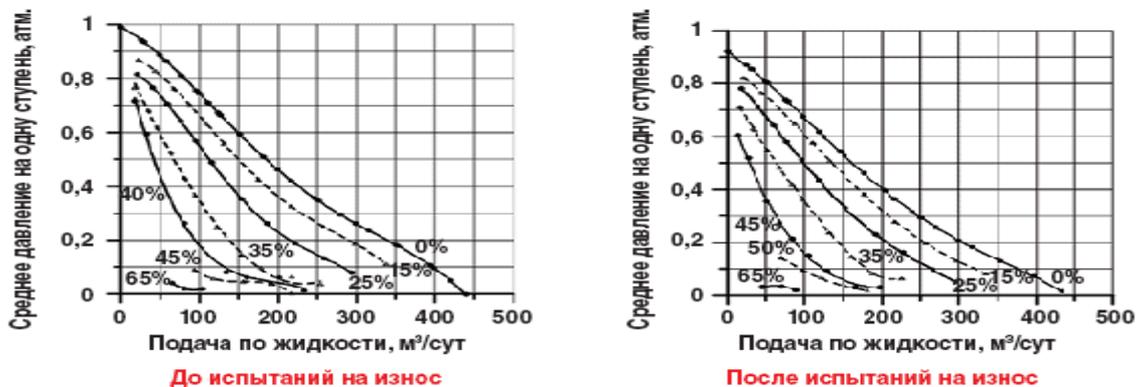


Рисунок 24 - Изменение напорно-расходной характеристики МФН 3 габарита в ходе износных испытаний, 15 ступеней (условия испытаний: частота 4280 об/мин, время испытания 4 час, подача жидкости с абразивом 100 м³/сут)

Износ ступеней сопровождался изменением рабочих характеристик. Типичный пример приведен на рисунке 24. Видно, что β_{\max} увеличилась с 40% до 45% (улучшилась диспергация ГЖС), создаваемое давление уменьшилось на ~0,1 атм. (возросли перетечки), т.е. в целом износ ступени, приведший к увеличению радиального зазора между лопастями рабочего колеса и гильзой, улучшил характеристики насосов на ГЖС.

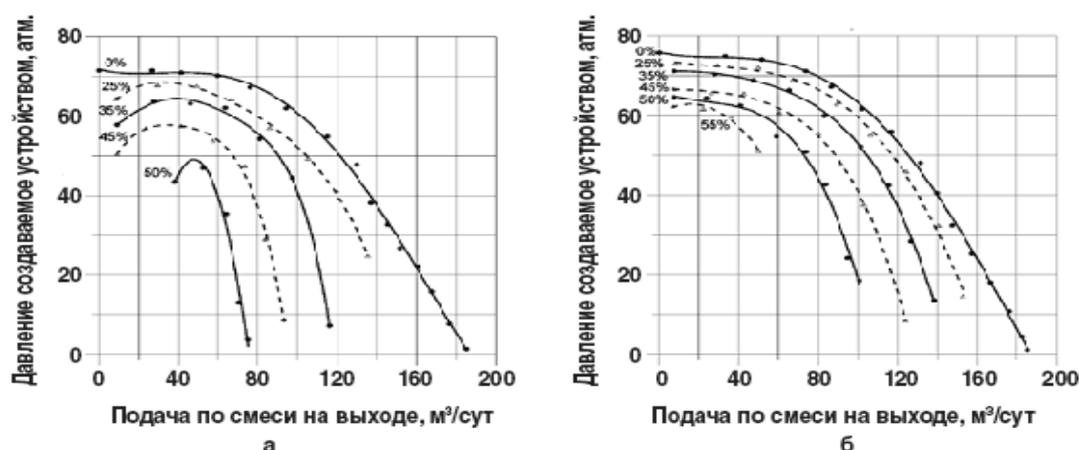


Рисунок 25 - Напорно-расходные характеристики а)ВНН5-79 (107 ступеней), б) МФН (8 ступеней) + ВНН5-79 (107 ступеней) на ГЖС с различным содержанием газа при частоте вращения вала 2910 об/мин

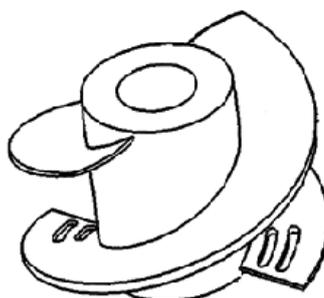


Рисунок 26 - Рабочее колесо с диспергирующими отверстиями

Эффективность применения МФН в качестве предвключенного модуля прослеживается при сравнении напорно-расходных характеристик насосных

секций, испытанных без предвключенного устройства и с предвключенным МФН (рисунок 25) [4]. Представленные на рисунке 25 характеристики получены для секции насоса ВНН5-79, состоящей из 107 ступеней, при частоте вращения вала 2910 об/мин. Газосодержание в смеси изменялось от 0% до предельного, с которым насос продолжал устойчиво работать. Видно, что использование короткой сборки – 8-осевых ступеней в составе МФН – позволило избавиться от немонотонного хода напорной кривой в области малых подач, увеличить рабочий интервал подач и величину предельного содержания газа в смеси, а также величину напора, создаваемого секцией. Для того чтобы усилить диспергацию в МФН, в его конструкцию были добавлены диспергирующие отверстия (рисунок 26), выполненные вдоль входных кромок лопастей рабочего колеса. На рисунке 27 и в таблице 4 приведены примеры влияния отверстий на работу ступеней МФН, демонстрирующие преимущество предложенного решения – предельная концентрация газа, по сравнению с аналогичными насосами без отверстий, возросла на 5 – 15%.

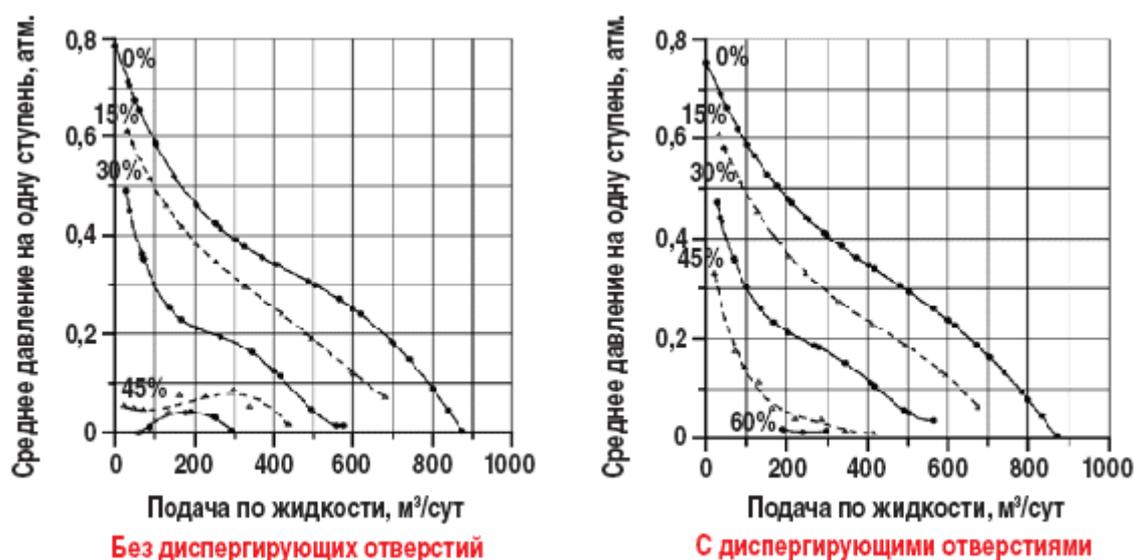


Рисунок 27 - Типичный пример влияния диспергирующих отверстий на рабочие характеристики мультифазного насоса 5А габарита, состоящего из 9 ступеней (β_{\max} увеличилось с 30% до 45%, напор практически не изменился)

Таблица 4 - Сравнение характеристик МФН с диспергирующими отверстиями и без отверстий при 2910 об/мин

Габарит	Число ступеней	Наличие дисп. отверстий	β max, %	Максимальная подача по смеси при β max м ³ /сут.
3	15	+	40	280
	15	-	35	300
5	12	+	45	800
	12	-	30	850
	22	-	45	800
5A	9	+	45	800
	9	-	30	850
	13	-	45	800
7A	9	+	50	не менее 1800
	9	-	45	не менее 2000

Работа скважины в режиме ПКВ

Скважина, эксплуатируемая в постоянном режиме, обладает большим недостатком, который заключается в невозможности смены производительности установки в широком диапазоне, не проводя текущий ремонт скважины. В связи с этим применяются станции управления с регулируемым частотным приводом и дросселирование, но это приводит к снижению КПД УЭЦН с повышением затрат на потребление электроэнергии.

Метод работы скважины в режиме ПКВ заключается в чередовании откачки жидкости и накопления её в скважине. В скважину с относительно небольшим притоком, например 30 м³/сут производится спуск УЭЦН, с производительностью в 3-5 раз, превышающей данный приток. Существенные пусковые перегрузки исключаются за счет «мягкого» безударного запуска УЭЦН с помощью преобразователя частоты.

При эксплуатации скважины в режиме ПКВ необходимо применять энергоэффективные насосы классом не ниже е3.

Применение входного фильтрующего модуля

Входные фильтрующие модули типа ФРП (фильтр песочный пружинный) производства компании ООО «Русэлком» - рисунок 30.

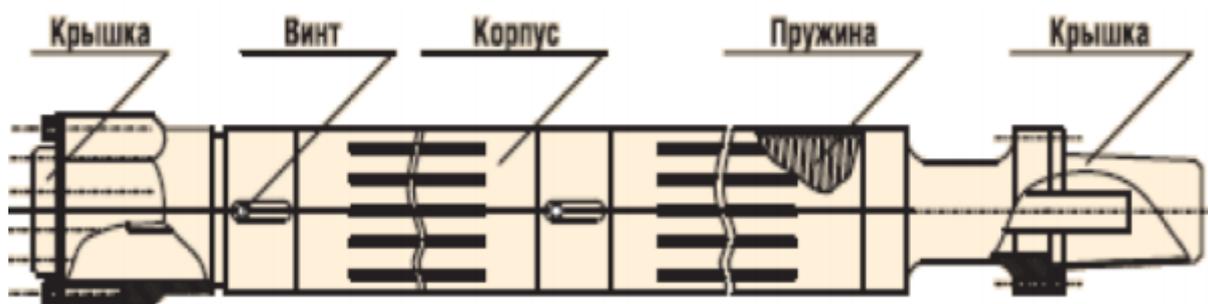


Рисунок 30 – Входной фильтрующий модуль

Данный модуль рекомендован к установке на скважинах с большим количеством выносимых примесей, а также для скважин после ГРП.

В состав модуля ФРП входят секции, представляющие собой корпуса с продольными пазами, внутри размещена рабочая пружина, которая пропускает пластовый флюид через межвитковые зазоры. Регулирование ширины зазоров на секциях находятся винты. Твердые частицы задерживаются при прохождении через винтовые щели фильтрующего элемента, и тонкость фильтрации определяется размером окон.

Входной фильтрующий модуль устанавливают между газосепаратором и гидрозащитой.

2.3 Анализ результатов внедрения энергоэффективного оборудования на месторождениях Западной Сибири

Внедрение энергоэффективных УЭЦН

На месторождениях Западной Сибири, принадлежащих компании ООО «Газпромнефть – Восток» за последние 6 лет был увеличен фонд скважин класса энергоэффективности е3 – рисунок 31.

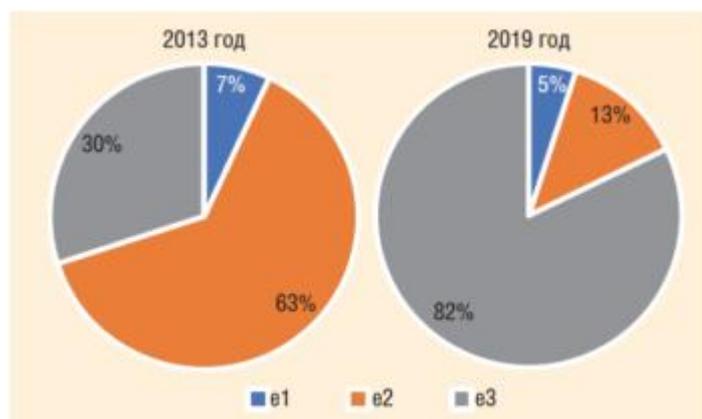


Рисунок 31 – Распределение ЭЦН по классам энергоэффективности

Оборудование класса e1 устаревает и соответственно выходит из строя и заменяется на линейку MT-line производства «Тюменские насосы Шлюмберже» с классом энергоэффективности e2 и e3.

Рисунок 32 отражает фактический положительный эффект, который был достигнут в ходе применения современного насосного оборудования с оптимизированной геометрией проточной части. На рисунке представлены два типоразмера насосов с их сравнительными характеристиками. Диапазон подач у данных насосов схож, при этом максимальное КПД фиксируется между 55 и 65 м³/сут при частоте тока 50 Гц. При эксплуатации насоса ближе к точке максимального КПД достигается наивысший эффект энергоэффективности и надежности. Современный образец насоса MT5A-60DP (на рисунке 32 выделен черным цветом) обладает более широкой зоной высокого КПД, в особенности, в правой части характеристики. Это позволяет эксплуатировать насос с более высоким КПД [16].

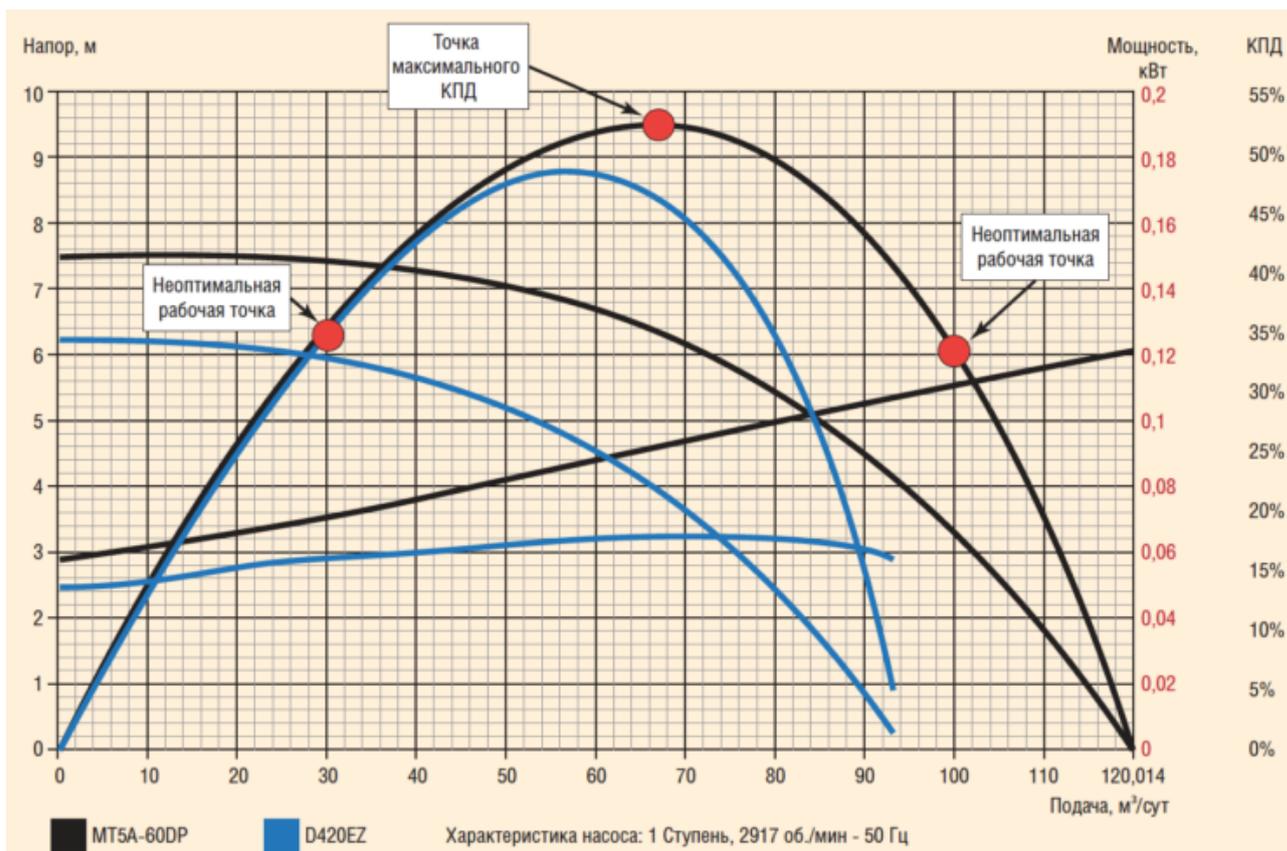


Рисунок 32 – Сравнение характеристик ЭЦН с указанием возможных рабочих точек

Рисунок 33 содержит фактические данные УРЭ при переходе на энергоэффективную установку электроцентробежных насосов МТ5А-60DP.

В 2013 году произошел старт реализации проекта по замене устаревших образцов насосов на современные энергоэффективные. На январь 2013 года усредненный максимальный КПД всех внедренных (взвешенный по подачам, соответствующим максимальным КПД) составил 53,77%, в январе 2020 года среднее значение КПД выросло на 3,16% и составил 56,93%.

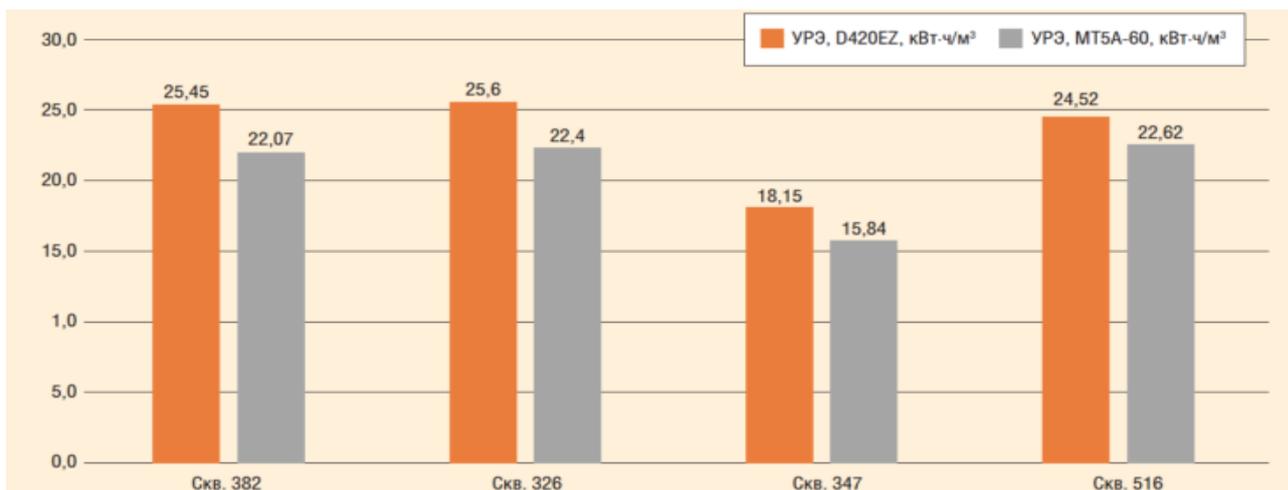


Рисунок 33 – Результат перехода на ЭЦН повышенной эффективности

Массовое внедрение современных энергоэффективных ЭЦН позволило снизить общую стоимость подъема скважинного флюида за счет экономии электроэнергии.

Применение вентильных двигателей

Проект по применению вентильных двигателей на месторождениях ООО «Газпромнефть – Восток» стартовал в 2019 году, первые монтажи проводились с целью оценки целесообразности тиражирования использования данной технологии.

Высокая эффективность (рисунок 34) не оправдывает высоких капитальных затрат для закупки специализированных станций управления, поэтому массовое внедрение вентильных двигателей не произошло.

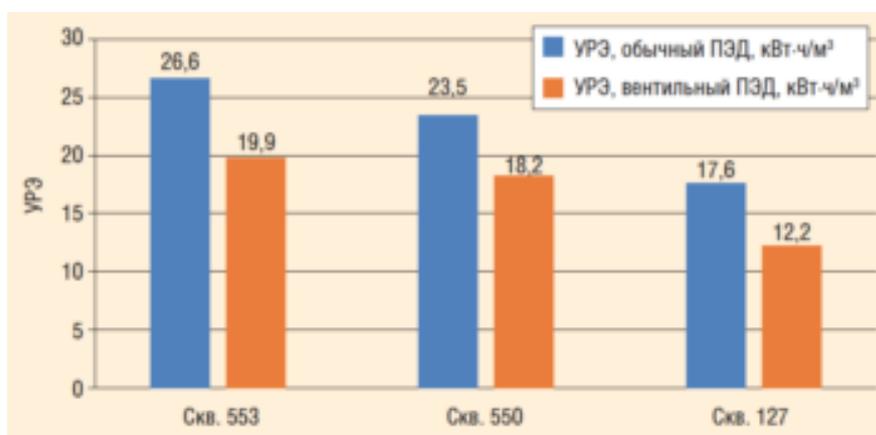


Рисунок 34 – Результат внедрения вентильных энергоэффективных двигателей

Применение высоковольтных двигателей линейки MT-LINE

Специфика геологических запасов на месторождениях Западной Сибири – глубокое залегание нефтенасыщенных пластов. Средние значения глубины спуска скважинного оборудования составляет 2800 метров. Для спуска на данную глубину необходима кабельная линия большой длины, в связи с чем возникают потери напряжения и дополнительные потери мощности.

Оценка эффективности внедрения высоковольтных ПЭД заключается в сравнении потерь мощности на кабельной линии в случае использования стандартного ПЭДМТ и высоковольтного НПЭДМТ. Расчет производится по формуле разницы расхода электроэнергии (формула 13): $\Delta W = \Delta U_{ПЭД} \cdot I_{ПЭД}$

$$\Delta W = (\Delta U_{ПЭД} \times I_{ПЭД}) - (\Delta U_{НПЭД} \cdot I_{НПЭД}), \quad (13)$$

Где ΔW – разница расхода электроэнергии, кВт·ч;

$\Delta U_{ПЭД}$ – потери напряжения в кабельной линии при использовании обычного ПЭД, В;

$I_{ПЭД}$ – номинальный ток обычного ПЭД, А;

$\Delta U_{НПЭД}$ – потери напряжения на кабельной линии при использовании высоковольтного ПЭД, В;

$I_{НПЭД}$ – номинальный ток высоковольтного ПЭД, А.

Для построения зависимости экономии электроэнергии при применении высоковольтных двигателей на примере ПЭД с мощностью 45 кВт необходимо использовать формулу 13.

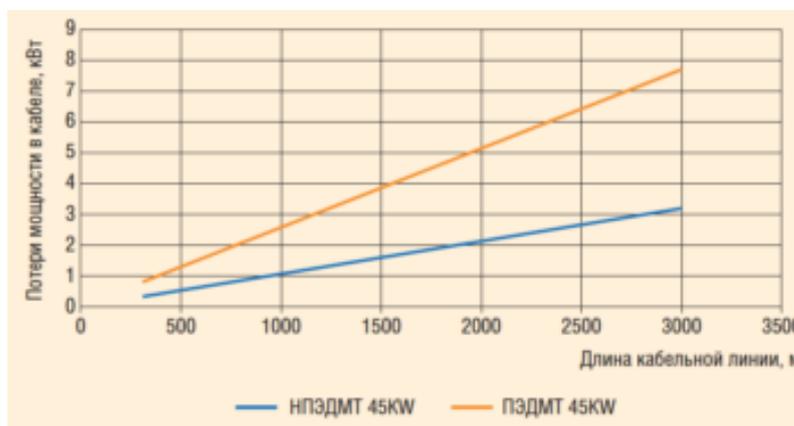


Рисунок 35 – Зависимость потерь мощности от длины кабельной линии ПЭД 45кВт

По рисунку 35 можно сделать вывод, что увеличение длины кабельной линии повышает эффективность от применения НПЭДМТ. Таким образом расчетная экономия электроэнергии за счет замены ПЭДМТ 45 кВт на НПЭДМТ 45 кВт при длине кабельной линии 2800 м составляет 4,24 кВт·ч. Впервые это оборудование было спущено в скважину в 2014 году, далее принято решение о поэтапном внедрении данного оборудования с оценкой надежности и энергоэффективности.

Высокой надежностью характеризуются высоковольтные двигатели, судя по опыту их эксплуатации, также произошло существенное снижение УРЭ и в 2018 году заказы на поставку были полностью пересмотрены в сторону НПЭДМТ – рисунок 36.

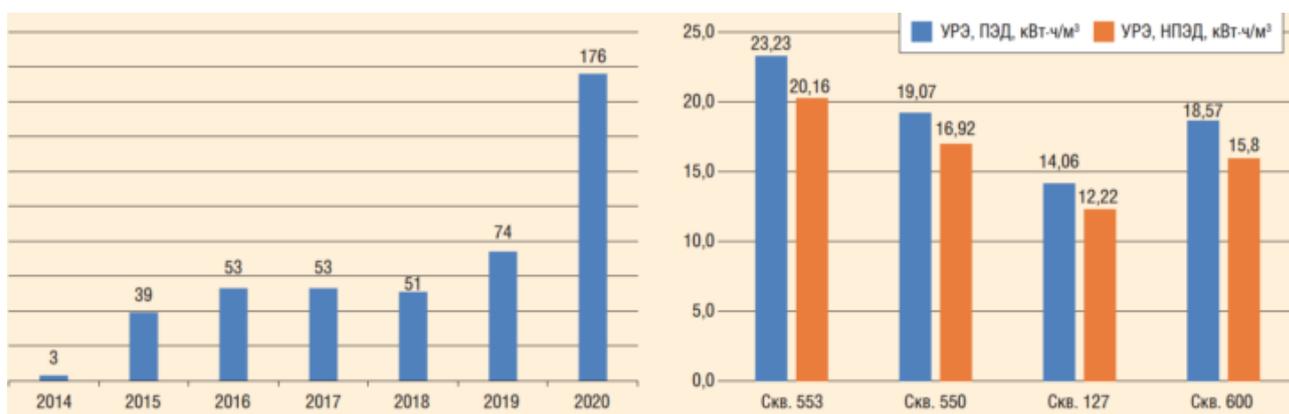


Рисунок 36 – Результат применения высоковольтных ПЭД

На данный момент спущено 39% высоковольтных двигателей от общего фонда и динамика продолжает расти – рисунок 37.

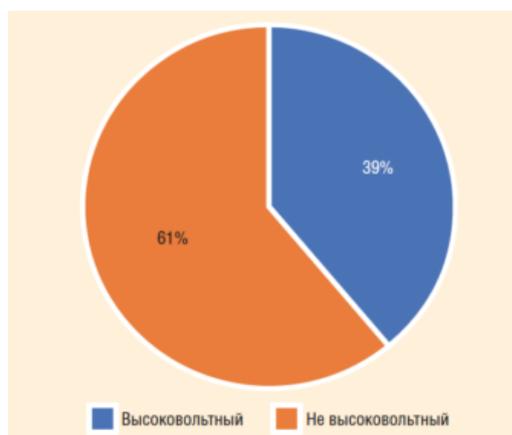


Рисунок 37 – Распределение высоковольтных двигателей на фонде

Работа фонда в энергоэффективном режиме периодического кратковременного включения

При уменьшении подачи УЭЦН возрастает УРЭ. Для решения проблемы высокого энергопотребления насосами с низкой номинальной подачей произвели перевод скважин с малым дебитом в режим периодического кратковременного включения (ПКВ).

В ПКВ режиме необходимо применять энергоэффективные насосы минимум класса е3. Грамотный подбор режима работы и настройка частоты позволяет значительно снизить УРЭ при переводе скважин в режим ПКВ – рисунок 38.

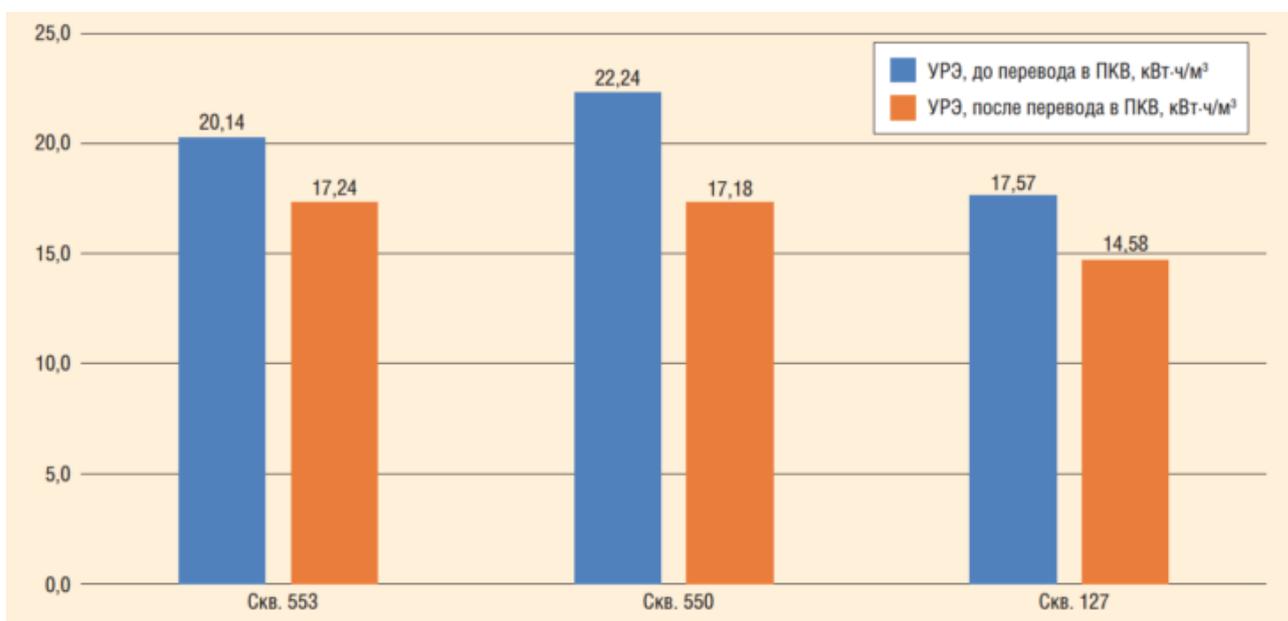


Рисунок 38 – Результаты перевода в ПКВ режим

3 ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Применение комплексного подхода по увеличению энергоэффективности механизированного фонда ведется в направлении оптимизации режима наземного и подземного оборудования, а также использование оборудования с высоким КПД [15].

Значительное снижение энергопотребления возможно достичь путем обеспечения максимально эффективной эксплуатации механизированного фонда скважин. Эффективность применяемых мероприятий определяется по параметрам нормализации, такими как линейное давление, обусловленное инфраструктурой, динамическим уровнем, газовым фактором, обводненностью – исходными геологическими условиями и структурой фонда скважин в зависимости от среднего дебета, который определяет возможную компоновку УЭЦН и её КПД.

Концепция энергоэффективности позволяет произвести оптимизацию работы скважинного оборудования путем последовательного внедрения её структурных элементов в эксплуатацию механизированного фонда.

Элементы концепции энергоэффективности:

- Оборудование;
- Режим работы;
- Контроль.

Оборудование

Началом применения концепции энергоэффективности является подбор энергоэффективного оборудования: ЭЦН и ПЭД с классом энергоэффективности e_2 и e_3 ; высокооборотное оборудование; высоковольтные ПЭД – данное оборудование было рассмотрено во второй главе.

Энергоэффективные УЭЦН класса e_2 и e_3 демонстрируют высокие показатели максимального КПД, при этом они обладают более широкой зоной высокого КПД. При эксплуатации данных насосов вблизи к точке

максимального КПД позволяет повысить их надежность, что напрямую сказывается на МРП. Стоит также учесть, что данные агрегаты обладают пониженным энергопотреблением по сравнению с насосами класса e1 – что скажется на экономических показателях добычи в пользу снижения УРЭ.

Применение энергоэффективных ПЭД класса e2 являются энергоэффективными с высоким КПД, суммарная потеря мощности не менее чем на 40% ($K=0,4$) ниже суммарных потерь мощности электродвигателей той же мощности и частоты вращения с нормальным КПД. Применение данных электродвигателей позволит снизить затраты на добычу скважинной продукции.

Нельзя не упомянуть высоковольтные ПЭД, на месторождениях ООО «Газпромнефть – Восток» принято решение о последующих закупках только данного оборудования, поскольку данный вид ПЭД характеризуется, как один из самых надежных и он позволяет существенно снизить УРЭ за счет малых потерь приходящихся на кабельную линию

Режим работы

К данному этапу относят применение следующих инструментов: методика эксплуатации в ПКВ; применение концепции технического предела в расчете оборудования; автоматизация режима работы и применение IT-систем.

Месторождения Западной Сибири в большинстве находятся на 3 стадии разработки, которая характеризуется увеличением обводненности и уменьшением дебита нефти, соответственно с уменьшением подачи УЭЦН возрастает УРЭ, в связи с завышенными показателями энергопотребления.

Решением данной проблемы служит перевод малодебитных скважин в режим периодического кратковременного включения. При подборе оборудования происходит замена УЭЦН класса энергоэффективности e1 на e2 и e3. При работе скважин в режиме ПКВ необходимы установки класса e3.

Применение данного режима работы скважин позволит снизить УРЭ из-за меньшего энергопотребления установками.

Концепция технического предела первоначально разрабатывалась для бурения, основой данного инструмента является вовлечение рядовых

сотрудников в процессы планирования, выбора и оптимизации технических решений.

Данную концепцию также можно применить на расчет оборудования.

Схема процесса расчета оборудования будет выглядеть следующим образом:

- Планирование – на данном этапе определяется компоновка спускаемого оборудования, для чего анализируются геофизические условия скважин и время, которое будет затрачено на установку данного оборудования;

- Подготовка – на основе анализа скважинных условий и процесса монтажа оборудования выделяются непроизводственные потери, которые повлияют на эффективность эксплуатации и трудовые затраты при установке оборудования;

- Реализация – перед началом проведения работ проводятся специализированные технические сессии, на которых детально разбирается соответствие выбранного оборудования к условиям эксплуатации. Совместно с подрядными организациями, предоставляющие услуги монтажа погружного оборудования выявляются слабые места и сложности, которые могут возникнуть в ходе работы. К обсуждению привлекают всех участников сессии. Итогом сессии является оптимально подобранная установка и детальный план по монтажу данного агрегата;

- Извлеченные уроки – по окончании работ проводится сессия с детальным обсуждением выполненной работы и причин несоответствия фактических и плановых результатов, формируются предложения, предотвращающих их повторение в дальнейшем.

При реализации проекта нагрузка на участников процесса существенно возрастает, соответственно необходимо разработать систему мотивации, которая несет в себе идею, что каждый участник важен для того, чтобы он ощущал себя ответственным.

Для внедрения данного проекта необходимы следующие документы: стандарт на процесс и методические указания.

Внедрение IT-систем является одним из проектов цифровой трансформации в поддержку новой бизнес-стратегии, которая была принята в ноябре 2018 года. На основании этого были выделены 12 приоритетных программ, но для оптимизации работы скважин применимы только некоторые из их числа, такие как: цифровая трансформация управления добычей; интегрированное планирование и контроллинг; цифровая трансформация геологоразведки и разработки. Данные программы позволят снизить эксплуатационные затраты на добычу и повысить точность подбора скважинного оборудования.

Контроль

Данный этап подразумевает применение инструментов для хранения, учета и проверки информации, к данным инструментам относят: ЭРА «Мехфонд» – для факторного анализа УРЭ; применение цифровых технологий машинного обучения (Big data).

ЭРА «Мехфонд» является отдельным модулем информационной системы «Шахматка и техрежим», данный модуль ведет учет работы оборудования, которое спущено в скважину, сигнализирует об отклонениях и выходе из строя, попутно ведет рейтинг надежности.

Применение цифровых технологий на основе машинного обучения позволяет решать задачи по оценке надежности и прогнозирования осложнений при эксплуатации оборудования.

Один из результатов применения цифровых технологий компанией ПАО «Газпромнефть» – проект по выявлению причин сбоев автоматического перезапуска насосов после аварийного отключения электропитания. Инструменты Big Data были использованы для анализа, в ходе которого были сформированы и проверены гипотезы о причинах сбоев. Были получены ранее неизвестные взаимосвязи в работе погружного оборудования, к примеру, о

появлении эффекта турбулентного вращения, который приводит к обратному сливу нефти при отключении питания насоса.

Результат

Описанный комплексный подход к процессу оптимизации работы скважинного оборудования позволит повысить эффективность добычи за счет снижения затрат на электроэнергию, за счет увеличения МРП, снижению количества ремонтов, что повлияет на себестоимость добычи.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Леонову Никите Георгиевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исходные данные для определения стоимости ресурсов, принятые на основании цен ООО «Газпромнефть-Восток»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
– Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования
– Исходных данные для расчета экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Леонов Никита Георгиевич		29.02.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное газосодержание на входе в насос, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен газосепаратор-диспергатор, который устанавливается вместо входного модуля. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников [14].

Так как проектируемое мероприятие по установке газосепаратора-диспергатора на прием ЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	10	10
Средняя наработка на отказ, сут.	108	226
Средняя продолжительность ремонта, час	130	130
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	512600	512600

Продолжение таблицы 5

Затраты на приобретение газосепаратора-диспергатора ГСНД5-250, руб./ед.	0	60000
---	---	-------

Таблица 6 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	20 703
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	40,57
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСИ*	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	6312,8
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	64
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	73,06
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	60

* по данным на 2020 год

** средневзвешенный за 2020 год

4.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин газосепаратором-диспергатором вычислим согласно РД 39-0147035-202-86 «Методические указания по определению экономической эффективности в нефтедобывающей промышленности» [17]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta \text{МРП}, \quad \text{м} \quad (14)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}}, \quad (15)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ГСНД5-250, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки газосепаратора-диспергатора, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}} \quad (16)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}}, \quad (17)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ГСНД5-250 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/108 = 3,38$$

$$N_{\text{после}} = 365/226 = 1,615$$

$$\Delta \text{МРП} = (3,38 - 1,615) \times \frac{130}{24} \times 10 = 95,58 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 95,58 = 95,58 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании газосепаратора-диспергатора составил:

$$Q_n = 10 \times 365 + 95,58 = 3745,58 \text{ т.}$$

4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ГСНД5-250:

$$Z_{\text{ед}} = 60000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 28.04.2018) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Газосепаратор - диспергатор» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ2 – 330.28, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 50 % в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_n = C_n \times N_A / 100\% = 60000 \times 50\% / 100\% = 30000 \text{ руб.}, \quad (18)$$

где C_n – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;
 N_A – норма амортизационных отчислений, %.

4.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу

дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости).
Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ГСНД5-250 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_э = Q_n \times Y_э, \quad (19)$$

где $Y_э$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$Z_э = 3650 \times 64 = 233600 \text{руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{тн} = Q_n \times Y_{тн}, \quad (20)$$

где $Y_{тн}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$Z_{тн} = 3650 \times 313,6 = 1144640 \text{руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{п} = Q_n \times Y_{п}, \quad (21)$$

где $Y_{п}$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$Z_{п} = 3650 \times 308,4 = 1125660 \text{руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{т} = Q_n \times X \times Y_{т}, \quad (22)$$

где $Y_{т}$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X - доля нефти на экспорт, %.

$$Z_{т} = 3650 \times 0,5 \times 1012 = 1846900 \text{руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{от} = n \times Y_{от}, \quad (23)$$

где $Y_{от}$ — удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n — количество скважин.

$$Z_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$Z_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}}, \quad (24)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T, \quad (25)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады ГРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 3,38 \times 820664 = 2773844,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ГСНД5-250:

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0}, \quad (26)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{8048244,32}{3650} = 2205 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ГСНД5-250:

Энергетические затраты:

$$Z_3 = 3745,58 \times 64 = 239717,1 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = 3745,58 \times 313,6 = 1174613,9 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 3745,58 \times 308,4 = 1155136,87 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = 3745,58 \times 0,5 \times 1012 = 1895263 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$Z_{\text{рем}} = 1,615 \times 820664 = 1325372,4 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ГСНД5-250 определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q}, \quad (27)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6713703,72}{3650 + 95,58} = 1792,4 \text{ руб./т.}$$

4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{(C + E_n \times K)} \times 100\%, \quad (28)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($Z_{\text{рем}}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($Z_{\text{ед}}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q \times C_t = 95,58 \times 0,1364 \times 40,57 \times 73,06 = 38\,642,57 \text{ руб.} \quad (29)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2020 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 40,57\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 73,06 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{38642,57}{1325372,36 + 0,15 \times 572600} \times 100\% = 2,74\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{сп}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{2205 - 1792,4}{2205} \times 100\% = 18,7\%, \quad (30)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\text{\$}} \quad (31)$$

$$\Delta B_{\text{э}} = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 40,57 \times 73,06 = 23185,54 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} \quad (32)$$

$$\Delta B_{\text{вн}} = 95,58 \times (1 - 0,6) \times 20703 = 791517,1 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}}, \quad (33)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января 2017 за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной (Бс).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261}, \quad (34)$$

где C – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндпи}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) \quad (35)$$

$K_{\text{ндпи}} = 919$ руб./т на период с 1 января 2017 года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{ДВ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{КАН}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов K_B , K_3 , K_D , $K_{ДВ}$, $K_{КАН}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_H \times (B_c \times \frac{(C - C_{\text{газ}})}{261} - ДМ) \quad (36)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 95,58 \times (919 \times \frac{(40,57 - 15) \times 73,06}{261} - (919 \times 7,157 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 496640,1 \text{ руб.},$$

где B_c – ставка НДПИ, 919 руб./т.

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_H \times X \times C_{\text{ТП}} \times P, \quad (37)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$\text{ТП} = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 30 \times 73,06 = 17144,8452 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \times C_{\text{НП}}, \quad (38)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} &= \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_3 - \Delta Z_3 - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} \\ &= 984466 + 34342,3 - 6117,1 - 29973,9 - 29476,9 - 48363,5 + 1448472 - 60000 \\ &\quad - 30000 - 496640,1 - 17144,8452 = 1749563,95 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (39)$$

$$\text{НП} = 1749563,95 \times 0,2 = 349912,79 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 1749563,95 - 349912,79 = 1399651,16 \text{ руб.} \quad (40)$$

Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля увеличивает среднюю наработку на отказ, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 2,7%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 95,58 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 2,74 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 1399651 рубль. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Леонову Никите Георгиевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Комплексный анализ энергоэффективности погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования данной ВКР является нефтяное месторождение «Х» (Томская область).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Конституция Российской Федерации; - Трудовой кодекс Российской Федерации; - Политика ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Выявлены вредные факторы: - Отклонение показателей климата; - Загазованность воздуха; - Повреждения, полученные при контакте с животными. Выявлены опасные факторы: - Подвижные части производственного оборудования; - Статическое электричество; - Пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ воздействия: горюче смазочных материалов на литосферу; продуктов сгорания топлива при работе двигателей на атмосферу; загрязнения ливневой воды на гидросферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Приведен перечень возможных ЧС: - пожары; - взрывы; - отключение электроэнергии. Наиболее вероятное ЧС:

	- взрыв.
--	----------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Леонов Никита Георгиевич		29.02.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Важнейшим приоритетом для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности.

Работа на промысле отличается высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине, на данных производствах необходимо постоянное улучшение и соблюдение условий и охраны труда, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и заболеваемости, а также выполнение требований промышленной и экологической безопасности.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и газа, создание оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда и повышения его производительности (особое внимание уделяется охране окружающей среды).

В данной работе описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

Исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте разработаны основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН на месторождениях Западной Сибири.

Всякая деятельность протекает из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей. Жизнедеятельность – активное отношение человека к окружающему миру для целесообразного его преобразования. Абсолютно безопасной деятельности не существует. В среднем, ежегодно происходит около 500 тысяч пожаров, основными причинами этих негативных явлений являются:

- недостаточный уровень обучения и квалификации персонала;
- несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности;
- недостаточное оснащение производства системами очистки выбросов;
- устаревшее оборудование;

В данном разделе, описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Крупнейшим разрабатываемым нефтяным месторождением углеводородов в Томской области, является нефтяное месторождение «Х». Местность, приравнивают к району Крайнего Севера.

Вахтовый метод предусматривает для трудоустроенных лиц оплату, которая считается с учетом: каждого календарного дня пребывания в месте производства работ в период вахты; фактических дней, которых сотрудник затратил на путь от места нахождения работодателя (пункт сбора) до места, где происходит выполнения работ и обратно выплачивается взамен этому суточная надбавка за вахтовый метод работы.

В случае, если работник выезжает для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненным к ним местности из других районов:

- к заработной плате устанавливается районный коэффициент и происходит начисление процентных надбавок в порядке и размерах, которые предусмотрены трудовым законодательством для лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, согласно Трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302);[27]

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих;

- на условиях и в порядке, предусмотренном для лиц, постоянно работающих, предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ):

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнут в результате трудовой деятельности работников.

Судить по производственно-технологической структуре предприятия необходимо по рабочим местам, которые являются первичными звеньями и где сотрудники осуществляют процесс производства, его управление и обслуживание. Такие факторы как: эффективность труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции и другие экономические показатели функционирования компании зависят от качественной организации рабочего места.

5.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Таблица 7 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Демонтаж	Ремонтные работы	Монтаж	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	1) Требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005–88 [19]
2. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	+	+	+	2) Электробезопасность: ГОСТ 12.1.038-82 [20] 3) Требования к защитному заземлению ГОСТ 12.1.030-81 [21]
3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	+	4) Требования к производственному оборудованию: ГОСТ 12.2.003–91 [22]

4. Повреждение электрическим током	+	+	+	5) Пожарная безопасность: ГОСТ 12.1.004-91 [23] 6) Классификация взрывоопасных смесей: ГОСТ 12.1.011-78 [24]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
6. Пожаро и взрывоопасность	+	+	+	

5.3 Вредные факторы

5.3.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Одна из важнейших особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа на открытом воздухе, а также при перемещении по территории объекта. Соответственно в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью, метеорологические факты одни из основных.

Низкие температуры грозят сотруднику переохлаждение и возможным возникновением хронических заболеваний: воспаление легких дыхательных путей, ревматизм и другие. (таблица 8).

Таблица 8 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50°С) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-88 [19].

Рабочие должны быть обеспечены необходимой спецодеждой, соответствующей времени года (лето – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы). Спецодежду следует носить в застегнутом виде, она не должна иметь свисающих концов.

При опасности попадания инородных тел, вредных жидкостей, паров, газа, раздражения глаз сильным световым излучением необходимо пользоваться соответствующими защитными очками.

5.3.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК H_2S – $0,1 \text{ мг/м}^3$ (ГН 2.2.5.686-98).

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК (углеводороды предельно С-С₁₀ в пересчете на С – 300 мг/м^3 . Во

время ремонта скважин при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью соответствующих параметров и качества. Работы в загазованной зоне должны проводиться в соответствующих противогазах.

Лица, допущенные к работам на объектах с возможным выделением сероводорода, должны иметь при себе исправные средства индивидуальной защиты (противогазы марки КД). Промышленные фильтрующие противогазы применяют в том случае, если в воздухе содержится не менее 18% объемных кислорода, а концентрация вредных газов не превышает 0,5% объемных.

Пропуск газа и нефтепродуктов через фланцевые соединения, сальники, задвижки и другие неплотности необходимо своевременно устранять.

При необходимости проведения ремонтных работ на трубопроводах, находящихся под давлением, подлежащий ремонту участок необходимо отключить задвижками с установкой маркированных заглушек после снижения в нем давления до атмосферного.

Закрывать (открывать) запорную арматуру следует плавно, без рывков, пользуясь при необходимости специальным (штурвальным) ключом.

5.3.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серофилактики для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не

позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

5.4 Опасные факторы

5.4.1 Электрический ток

Для работы УЭЦН потребляет энергию, которая через трехжильный кабель подается на глубину спуска установки. В связи с этим весь энергетический комплекс служит источником поражающего фактора.

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле.

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц, называют пороговыми неотпускающим током.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в ГОСТ 12.1.038-82 [19].

Дальнейший рост переменного тока частотой 50 Гц сопровождается его воздействиями на человека, показанными в таблице 9.

Таблица 9- Влияние силы переменного тока на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Корпуса станции управления, трансформатора (автотрансформатора), кабеленаматывателя, а также броня кабеля (и металлическая подставка для

укладки излишек кабеля) должны быть заземлены подсоединением к заземляющему контуру. ГОСТ 12.1.030-81 [21].

В качестве заземлителя должен быть использован кондуктор или техническая колонна скважины.

Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 кв. мм, привариваться к кондуктору (технической колонне) не менее чем в двух местах и заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.

5.4.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Все открытые движущиеся части механизмов кабеленаматывателя могут служить причиной травмирования и поэтому должны иметь ограждения. Выступающие и вращающиеся детали должны быть закрыты по всей окружности вращения сплошными кожухами. ГОСТ 12.2.003-91 [22].

Перед пуском механизмов в работу необходимо проверить их исправность. Пускать в работу механизм только при отсутствии людей.

Во время работы механизма запрещается: производить ремонт их или крепление каких-либо частей; чистить и смазывать движущиеся части вручную; снимать ограждения или отдельные их части и проникать за ограждения; переходить через приводные ремни, цепей или под ними; направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные передачи; находится в опасной зоне.

5.4.3 Пожаро – и взрывоопасность

Пожароопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. [22]

Согласно техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности (Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015)) рабочая зона по пожароопасности относится к классу П-III (зоны,

расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества).

Взрывоопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС.

Рабочая зона по взрывоопасности относится ко 2-му классу (зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования) (Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности")

Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Предельно - допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М.

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех

подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

5.5 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.

- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

5.5.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования; механические повреждения; несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: защита оборудования от коррозии; применение оборудования заводского изготовления; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

5.5.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

5.5.3 Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны: обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности; произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки; не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев; не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В рабочей зоне вероятны взрывы, пожары, отключение электроэнергии.

Одной из наиболее частых аварий является взрыв.

При выборе электрооборудования для объектов добычи нефти и газа необходимо учитывать специфические условия работы электрических установок, связанных с наличием взрывоопасных газов и паров.

К взрывоопасным относятся смеси с воздухом горючих газов и паров горючих жидкостей с температурой вспышки 45°С и ниже, а также горючей пыли или волокон с нижним пределом взрываемости не выше 65 г/см³.

В зависимости от температуры самовоспламенения устанавливаются 6 групп взрывоопасных смесей: (ГОСТ 12.1.011-78) [24].

Таблица 11 – Группа взрывоопасных смесей

Группа взрывоопасной смеси	Температура самовоспламенения, °С
T1	Свыше 450
T2	300 до 450 включительно
T3	200 до 300
T4	135 до 200
T5	100 до 135
T6	85 до 100

При аварии рабочие обязаны действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

При возникновении пожара необходимо немедленно вызвать пожарную охрану и приступить к тушению огня имеющимися на объекте противопожарными средствами.

При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему доврачебную помощь, вызвать, если необходимо скорую медицинскую помощь, сообщать о происшедшем руководителю работ или начальнику цеха.

В случае возникновения аварийной ситуации смена, в которой возникла авария, не сдает смену до ликвидации аварии. Принимающая смена включается в работу по ликвидации аварии.

Выводы по разделу

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установки погружных центробежных насосов, используемые для добычи нефти из скважин, широко применяются на скважинах с большим дебитом. Таким образом, не представляет большого труда подобрать под высокую производительность насос и электродвигатель.

Российская промышленность разрабатывает и выпускает насосы с обширным диапазоном производительности. Поскольку производительность и высоту подъёма жидкости на поверхность от забоя, принято регулировать изменяя число секций насоса.

Применение центробежных насосов допускается при различных величинах подач и напоров по причине «гибкости» характеристики, но при этом в практике подача насоса находится внутри «рабочей части» или «рабочей зоны» характеристики насоса. Данные рабочие части характеристики должны обеспечивать наиболее экономичные режимы эксплуатации установок и минимальный износ деталей насосов. Наиболее

Поскольку добыча пластовой жидкости заключается в передаче ей энергии для транспортировки из пласта на поверхность, то энергоэффективностью добычи естественно считать отношение энергии, необходимой для подъема жидкости, к затраченной энергии, т. е. КПД УЭЦН.

Предложены формулы для расчета КПД отдельных элементов УЭЦН: насоса, предвключенных устройств, ПЭД, кабеля, трансформатора, станции управления. Оценена точность расчета, определяемая не столько приближениями, сделанными при выводе формул, сколько отсутствием данных о характеристиках элементов УЭЦН в технической документации предприятий – изготовителей этих элементов.

Приведены примеры расчета КПД УЭЦН различной комплектации, позволяющие увидеть вклад отдельных элементов УЭЦН в энергоэффективность установки в целом.

Проведен анализ скважинных условий в процессах добычи нефти установками электроцентробежных насосов, в ходе которого было выявлено влияние осложнений на КПД насосов. Для обеспечения оптимального режима работы добывающих скважин оборудованных УЭЦН были предложены технологические решения, позволяющие нивелировать негативное влияние осложняющих факторов на работу скважинного оборудования и позволяющие повысить энергоэффективность, увеличить межремонтный период и снизить затраты на добычу пластового флюида.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абахри С.Д., Перельман М.О., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. Влияние вязкости на рабочие характеристики центробежных насосов // Бурение и нефть. 2012. № 3. С. 22 – 26.
2. Долгих А.В., Каплан А.Л. Анализ эффективности применения мультифазного осевого насоса // Бурение и нефть. 2011. №12. С. 43 – 45.
3. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие. М.: Макс Пресс, 2008. 312 с.
4. Патент РФ № 2309297. Рабочее колесо погружного насоса, предназначенного для подъема газовых флюидов. Автор: Линь КАО; заявл. 04.03.2003; опубл. 27.10.2007; бюлл. №30.
5. Патент РФ № 2428588С1. Погружной мультифазный насос. Авторы: Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Кобяков А.Е. и др.; заявл. 29.03.2010; опубл. 10.09.2011; бюлл. №5.
6. Патент РФ № 2494363. Способ гидроабразивных испытаний погружных насосов и стенд для его осуществления. Авторы: Горохов В.Ю., Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Кожевников Ю.Д.; заявл. 30.12.2011; опубл. 27.09.2013; бюлл. №27.
7. Сипайлов В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти: Дис. на соискание ученой степени канд. техн. Наук. – Томск: ТПУ, 2009. 196 с.
8. Технологическая инструкция по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН. ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск. 2010. 77 с.
9. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Р.С. Камалетдинов // Инженерная практика: пилотный выпуск. Декабрь, 2009. — С. 12—15.

10. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.

11. Максимов В.П. Работа погружного центробежного насоса на водонефтегазовых смесях / Максимов В.П., Антропов А.Д., Голиков В.И. // Нефтепромысловое дело, 1969, № 5, с. 9 - 11.

12. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Экспериментальное исследование работы ступени погружного центробежного электронасоса при перекачке вязких газожидкостных смесей. - Нефтяное хозяйство, 1966, № 10, с. 51 - 54.

13. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф // – М.: Недра, 1994. – 190 с.

14. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.

15. Музычук П.С. Повышение энергоэффективности эксплуатации механизированного фонда скважин / П.С. Музычук // Электронный научный журнал «Neftegaz.ru». 2019. №10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/500661-povyshenie-energoeffektivnosti-ekspluatatsii-mekhanizirovannogo-fonda-skvazhin/>

16. Журавлев В.В. Комплексный подход к повышению энергоэффективности эксплуатации УЭЦН на месторождениях ООО «Газпромнефть – Восток» / В.В. Журавлев, А.А. Панов, А.О. Шаталов, В.А. Самойлин, И.Н. Веретенников, Р.М. Шарафеев // Электронный научный журнал «Инженерная практика». 2020. №04. URL: <https://glavteh.ru/комплексный-подход-к-повышению/>

17. РД 39-0147035-202-86. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Требования к воздуху рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.
21. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Требования к защитному заземлению.
22. ГОСТ 12.2.003–91 Требование к производственному оборудованию.
23. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
24. ГОСТ 12.1.011-78 Классификация взрывоопасных смесей.
25. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
26. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
27. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
28. Политика ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения.
29. Конституция Российской Федерации
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.