

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 - 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) - Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях на нефтяном месторождении X

УДК 622.276.72-048.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. пр.	Максимова Ю.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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 - 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) - Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович

Тема работы:

«Оптимизация режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях на нефтяном месторождении Х»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, статьи, данные по проработавшей скважине, физико-химические свойства откачиваемой продукции, параметры пласта на Х нефтяном месторождении.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Постановка задачи оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса 2. Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН с учетом осложненных условий 3. Мероприятия по подбору системы «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса» 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Гутарева Н.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		
Ст. пр.	Максимова Ю.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Хохлову Алексею Леонидовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на проведения работ по замене установки электроцентробежного насоса</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович		27.03.2019г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Хохлову Алексею Леонидовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: установки электроцентробежных насосов, предназначенные для откачки флюида из скважины
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда и трудового кодекса РФ); -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работающего	Вредные факторы: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -повышенное значение напряжения в электрической цепи; - пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность	-анализ воздействия объекта на атмосферу; -анализ воздействия объекта на гидросферу; -анализ воздействия объекта на литосферу;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС добычи нефти и газа: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопрооявления на скважине. Наиболее типичной ЧС: нефтегазоводопрооявление.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 104 страниц, 15 рисунков, 14 таблиц, 63 источников литературы, 1 приложения.

Ключевые слова: оптимизация, установка электроцентробежного насоса, нефтедобыча, энергоэффективность.

Объектом исследования является электротехнический комплекс: установка электроцентробежного насоса.

Предмет исследования: работа системы «пласт- скважина -установка электроцентробежного насоса».

Цель работы: повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

В магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

- 1) Сформулировать задачу оптимизации режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭНЦ, с обоснованием критерия и параметров оптимизации.
- 2) Рассмотреть технологические решения, повышающие эффективность эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН в осложненных условиях.
- 3) Провести анализ выбора оптимального режима работы УЭЦН.

В процессе работы был выбран критерий оптимизации, в качестве которого выступает коэффициент рентабельности. Повышению коэффициента рентабельности способствуют сокращение затрат на ремонт оборудования, сокращение потребляемой электроэнергии при требуемых объемах добычи.

Во второй главе рассмотрены технологические решения, повышающие ресурс работы установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях, а также конструктивные изменения оборудования, направленные на уменьшение электропотребления.

В третьей главе произведен энергоэффективный подбор установки электроцентробежного насоса для заданных условий эксплуатации.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- дебит: объем жидкости, поступающий из скважины в единицу времени;
- скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;
- оптимизация: разработка и реализация мероприятий по повышению эффективности процессов;

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

АСПО- асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВЭД- вентильный электродвигатель;

ВКРМ- внутрискважинный компенсатор реактивной мощности;

ГЖС- газожидкостная смесь;

КВЧ- концентрация взвешенных частиц;

КПБП- кабель погружной бронированный плоский;

КПД- коэффициент полезного действия;

НКТ- насосно-компрессорные трубы;

ПЭД- погружной электродвигатель;

СПО- спускоподъемные операции;

УЭЦН- установка электроцентробежного насоса;

ЭЦН- электроцентробежный насос.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА	12
1.1 Задача оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса	12
1.1.1 Критерий оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса	15
1.1.2 Параметры и методы оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса	17
2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН С УЧЕТОМ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ	20
2.1 Структурная схема системы «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса»	20
2.2 Технологические решения при эксплуатации скважин с установкой электроцентробежного насоса, направленные на оптимизацию процесса	24
2.2.1 Осложненные условия	24
2.2.2 Технологии повышающие эксплуатационные характеристики УЭЦН	29
2.2.3 Энергоэффективность установки электроцентробежного насоса	39
3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДБОРУ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ- СКВАЖИНА- УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»	48
3.1 Характеристики программных комплексов для проведения расчетов подбора насоса	48
3.2 Подбор системы «пласт-скважа-УЭЦН» в программном комплексе NovometSel-Pro	53
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РУСОРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	84
Приложение 1	92

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобыча играет огромную роль в экономике нашей страны, целью любой нефтяной компании является увеличение объемов добычи при минимальных затратах на работу нефтедобывающего комплекса.

Повышение эффективности процесса нефтедобычи осуществляется за счет организационно-управленческих и технических мероприятий. При этом важное место занимают вопросы по совершенствованию электротехнических комплексов, используемых в системе нефтедобычи. Совершенствованию подлежат в первую очередь электротехнические комплексы, которые потребляют наибольшее количество электроэнергии, при добыче нефти такими являются установки электроцентробежных насосов.

Мероприятия по усовершенствованию работы электротехнического комплекса при добыче нефти направлены на сокращение энергетических затрат комплексов, повышению добывающих возможностей, модернизации оборудования, увеличению надежности и долговечности.

Эксплуатация скважин при помощи установок электроцентробежного насоса является распространенным способом добычи нефти, следовательно этому направлению механизированной добычи следует уделять особое внимание. Только качественный подбор оборудования для системы «пласт-скважина-УЭЦН» позволит получить максимальную эффективность его использования.

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

В качестве объекта исследования выбран электротехнический комплекс - установка электроцентробежного насоса.

Предметом исследования является совместная работа системы «пласт-скважина-УЭЦН».

Защищаемые положения:

1) Критерий оптимизации работы установки электроцентробежного насоса зависит от энергоэффективности, затрат на ремонт оборудования, объема добываемого флюида, стоимости реализуемой продукции.

2) Качественный подбор и конструктивные улучшениям оборудования позволяют оптимизировать систему «пласт-скважина-УЭЦН».

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

В целях оптимизации производственных процессов нефтедобычи необходимо выбрать стратегию управления, которая даст возможность проводить оценку отклонений фактических показателей нефтедобычи от планируемых и минимизацию уровня отклонения за счет выработки и реализации корректирующих действий.

1.1 Задача оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса

В общем виде управление сложными технологическими процессами нефтедобычи представляет собой некую иерархию уровней управления, при этом каждый алгоритм управления верхнего уровня задает условия, в которых строится алгоритм управления последующего уровня системы [1]. Иерархия уровней управления процессами нефтедобычи представлена на рисунке 1.

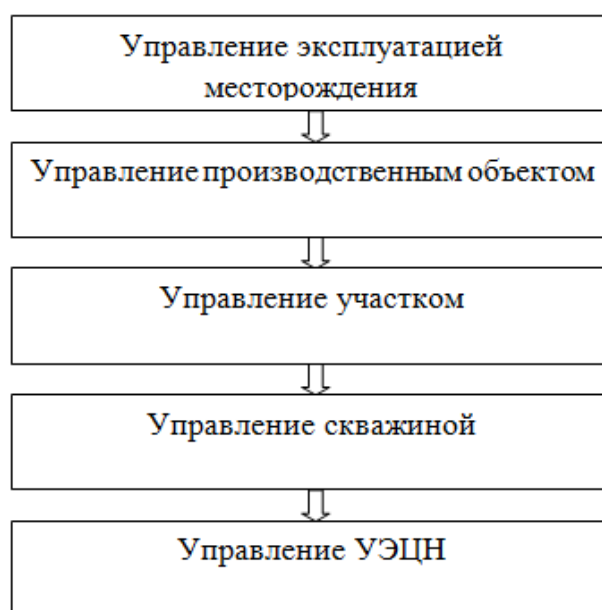


Рисунок 1 - Иерархия управления нефтедобычей

Согласно данной схеме управление скважиной определяется наивысшим уровнем иерархии управления нефтедобычей «управление эксплуатацией месторождения», на котором определяются и задаются следующие показатели: объемы добываемого флюида, энергопотребление, объемы затрачиваемых

материальных средств. Следующие этапы иерархии управления нефтедобычей конкретизируют поставленные задачи на конкретные объекты и участки, устанавливая режимы и технологию эксплуатации скважин. «Управление УЭЦН» является самым нижним уровнем данной иерархии и осуществляет управление непосредственно режимом работы конкретных устройств технологического оборудования.

Установка электроцентробежного насоса является главным исполнительным органом во всей структуре управления нефтедобычей. Установка электроцентробежного насоса обладает небольшой рабочей зоной, что приводит к необходимости согласования параметров системы «пласт-скважина-УЭЦН». Несогласованность параметров приводит к выходу режима работы оборудования за пределы рабочей области его применения, что снижает эффективность его применения [2].

Причинами рассогласования режимов работы системы «пласт-скважина-УЭЦН»:

- 1) изменение характеристик оборудования. Снижение производительности УЭЦН связано с естественным износом его элементов, в первую очередь износ рабочих органов. Также при работе УЭЦН на рабочих элементах погружного оборудования наблюдаются асфальтосмолопарафиновые отложения, отложения солей, вызывающие увеличение момента статического сопротивления насоса, который возрастает в процессе эксплуатации установки;
- 2) изменение притока жидкости. На изменение притока влияют объем и темп закачиваемой в пласт жидкости, проницаемость пласта, темп отбора жидкости. Уменьшению притока жидкости способствует недостаточная эффективность поддержания пластового давления;
- 3) ухудшение условий эксплуатации скважин (обводнение продукции, увеличение гидростатического давления столба флюидов, образование высоковязкой эмульсии, рост потерь давления на трение в трубах).

Работа УЭЦН в скважинах, эксплуатация которых сопровождается различного рода осложнениями, происходит в больших диапазонах изменения всех рабочих параметров: обводненности, давления на приеме насоса, свободного газосодержания и эффективной вязкости газожидкостной смеси [3].

Большое значение на эффективность использования погружного оборудования оказывает поиск оптимального режима его работы.

В процессе постановки задачи оптимизации режимов работы УЭЦН технологическая система «пласт-скважина-УЭЦН» рассматривается как объект проектирования. В качестве исходных данных выступают входные параметры (свойства добываемого флюида; параметры пласта, скважины и используемого оборудования) $X(t) = (x_1(t), x_2(t), x_3(t), x_4(t))$. Качество процесса оценивается по выходной скалярной величине $G(X(t))$. Под оптимизацией процесса следует понимать поиск оптимального вектора управления $R(t) = (R_1(t), R_2(t), \dots, R_n(t))$, который максимизирует целевую функцию $G(X(t), R(t))$ при условии выполнения заданных ограничений.

Задача оптимизации процесса объединяет множество параметров системы и модели, которые отражают взаимосвязи между параметрами, а также критерий оптимизации.

Модели отражающие взаимосвязи между параметрами состоят из уравнений и неравенств, которые описывают физические процессы в системе и определяют область допустимых значений независимых параметров.

Задачей оптимизации является выбор оптимальных сочетаний системы «пласт-скважина-УЭЦН», которые обеспечивают минимизацию себестоимости единицы продукции, в качестве которой выступает добываемая при помощи установки электроцентробежного насоса нефть [4].

1.1.1 Критерий оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса

Под критерием оптимизации понимают показатель, по значению которого можно оценить полученное решение задачи.

Критерий оптимизации необходимо выбирать исходя из целевого назначения технологического объекта, условий эксплуатации, а также с учетом интересов системы высшего порядка.

Главными показателями эффективности процессов нефтедобычи являются суммарные объемы добытой продукции скважин и суммарные затраты.

Общей целью управления режимами работы УЭЦН является выполнение плановых показателей по нефтедобыче при минимизации затрат.

В настоящее время чаще всего технологические процессы оценивают по экономическим показателям, поскольку они позволяют наиболее обобщенно судить о качестве функционирования системы.

Задачей рационального использования УЭЦН является приближение работы системы «пласт-скважина-УЭЦН» к экономически оптимальной. В современных экономических условиях в качестве критерия оптимизации может выступать коэффициент рентабельности, так как он является наиболее обобщенным показателем деятельности предприятия в целом и может рассматриваться как глобальный критерий. Для оценки фактического коэффициента рентабельности необходимо провести его сравнение с плановыми значениями для отдельных технологических установок, цехов добычи нефти и газа или для всего нефтедобывающего предприятия. В случае значительного отличия значения фактического коэффициента рентабельности от планового, разрабатываются мероприятия обеспечивающие максимальное равенство коэффициентов.

Коэффициент рентабельности определяется по формуле 1:

$$K_{рен} = \frac{C_n - И}{И} \quad (1),$$

где C_n - стоимость единицы реализуемой продукции (нефти), руб./м³; $И$ - издержки на производство единицы продукции, руб./м³.

Основными издержками при эксплуатации скважин являются затраты связанные с ремонтом оборудования $И_p$ и затраты на электроэнергию $И_{ээ}$.

Затраты на электроэнергию при добыче 1 метра кубического нефти можно определить по формуле 2:

$$И_{ээ} = \frac{C_{ээ} \cdot P}{Q_n} \quad (2),$$

где $C_{ээ}$ - стоимость электроэнергии с учетом мощности, руб./кВтч; Q_n - дебит скважины по нефти, м³/ч; P -потребляемая установкой мощность, кВт.

На изменение коэффициента рентабельности влияют: цена реализации нефти, расход электрической энергии и ее стоимость, объемы добычи, а также количество ремонтов установок электроцентробежных насосов. Факторы влияющие на критерий оптимизации представлены на рисунке 2.

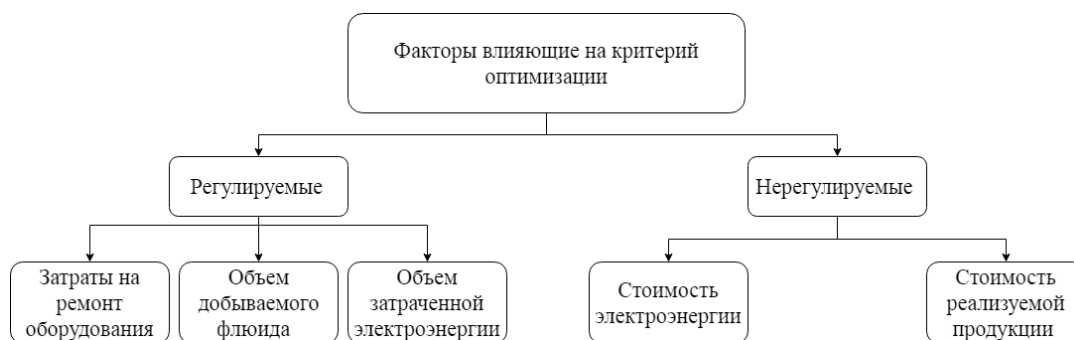


Рисунок 2- Факторы влияющие на критерий оптимизации

Задача оптимизации режима работы УЭЦН направлена на минимизацию отклонения фактического коэффициента рентабельности от планового за счет выбора оптимальных условий работы УЭЦН.

Можно сделать вывод, что эффективность работы установки электроцентробежного насоса определяется экономическими и технологическими параметрами. К экономическим параметрам относят

стоимость 1т нефти и стоимость 1кВт электроэнергии, к технологическим параметрам дебит по жидкости, потребляемая из сети мощность и наработка на отказ [5].

1.1.2 Параметры и методы оптимизации режимов работы установки электроцентробежного насоса

Очевидно, что такие экономические параметры, как стоимость электроэнергии, стоимость единицы реализуемой продукции определяются общим состоянием экономики, на которые мы не можем воздействовать, следовательно параметрами оптимизации можно считать такие технологические показатели, как дебит скважины по жидкости, потребляемая из сети мощность и наработка на отказ.

Под наработкой на отказ понимают суммарное отработанное время глубинного насосного оборудования по скважинам с отказавшим оборудованием к количеству отказов за отчетный период. За отработанное время принимают время с момента кнопочного запуска насосного оборудования в работу до момента отказа. Увеличение данного показателя уменьшает затраты на добычу флюида.

Режим работы УЭЦН как объект анализа и управления рассматривается на основе количественной определенности всех параметров состояния технологической системы «пласт-скважина-УЭЦН» (параметров жидкости, пласта, скважины, установленного оборудования, экономических параметров), а также ограничений, определяющих нормальный режим работы.

Параметрами пласта являются пластовое давление ($P_{пл}$), коэффициент продуктивности ($K_{прод}$), пластовая температура ($T_{пл}$).

Под основными параметрами жидкости понимают: обводненность, газовый фактор (G), плотность смеси ($\rho_{ж}$), плотность газа ($\rho_{г}$), плотность нефти, плотность воды ($\rho_{в}$), вязкость динамическая ($\mu_{ж}$) и кинематическая ($\nu_{ж}$), давление насыщения ($P_{нас}$).

Техническими и технологическими параметрами скважины являются: диаметр обсадной колонны, инклинометрия, интервал перфорации; давление в НКТ, буферное давление; затрубное давление; динамический уровень.

Характеристики оборудования: напор, подача, коэффициент полезного действия, удельные энергозатраты. Рабочие характеристики насоса зависят от различных параметров осуществляющих возмущающее воздействие. Откачиваемый флюид является сложной газожидкостной смесью, ее характеристики отличаются от пресной воды, рассмотрим основные факторы влияющие на характеристики насоса при добыче флюида [6]:

- 1) количество ступеней в насосе;
- 2) давление на входе в насос;
- 3) вязкость откачиваемой среды;
- 4) пенообразующие свойства откачиваемой продукции;
- 5) степень дисперсности газовой фазы в перекачиваемой жидкости;
- 6) обводненность продукции;
- 7) частота вращения;

Методами оптимизации являются качественный подбор системы «пласт-скважина- УЭЦН», обеспечивающий работу насоса в оптимальном режиме, а также конструктивные улучшения оборудования для добычи нефти.

Задача оптимизации решается в пределах технических и технологических ограничений, определяющих нормальный технологический режим [5].

Информацию о параметрах и ограничениях задачи оптимизации получают как правило на основе измерений или расчетным путем.

Измерение дебита в процессе добычи нефти производят при помощи групповых замерных установок, с достаточно низкой погрешностью измерений (0,5-4%). Использование акустических методов позволяет проводить измерения динамического уровня в скважине, недостатком является наличие в скважине пены на поверхности нефти, толщину которой сложно учесть при измерении.

Современные телеметрические системы, спускающиеся вместе с ЭЦН в скважину, позволяют измерять давление на приеме насоса, температуру пластовой жидкости, параметры погружного электродвигателя, такие как уровень вибрации, температура обмотки статора, сопротивление изоляции силового кабеля и ПЭД.

Такие параметры, как содержание в добываемом флюиде механических примесей, солей, парафина и тд. не подлежат измерению с помощью информационно-измерительных систем, их контроль осуществляется в лабораторных условиях.

Многие параметры в процессе добычи нефти изменяются, важно иметь сведения о динамике изменений, а не только о текущих значениях. Данную проблему можно решить с помощью информационной базы данных автоматических измерений нефтепромысловых систем. Накопив временные ряды параметров эксплуатации можно прогнозировать дальнейшее поведение этого ряда параметров [7].

Выбрав критерий оптимизации, рассмотрев ограничения и параметры, следующим этапом является построение моделей, описывающих взаимодействие между параметрами и отражают влияние независимых параметров на конечный результат, требуемый критерием оптимизации.

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН С УЧЕТОМ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ

2.1 Структурная схема системы «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса»

Систему «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса» можно представить в виде двух различных подсистем: электромеханическая и гидромеханическая. Такой подход позволяет систематизировать входные и выходные данные, а также удобен для анализа сложной системы. Структурная схема модели системы «пласт-скважина-УЭЦН» представлена на рисунке 3.



Рисунок 3- Структурная схема модели системы «пласт-скважина-УЭЦН»

Характеристиками гидромеханической подсистемы являются расход (Q), напор (H), гидравлическая мощность (P_4), КПД насоса (η_n). Характеристиками электромеханической подсистемы выступают потребляемый установкой ток (I), активная (P_1), реактивная (P_p) и полная мощность системы (S), КПД - η , коэффициент мощности.

Связь гидромеханической системы и электромеханической осуществляется через такие показатели, как частота вращения ротора ПЭД (ω) и момент нагрузки (M). Мощность, которая подводится электроцентробежному насосу (P_3 - мощность на валу насоса) для подъема жидкости равна мощности,

которой обладает двигатель на выходе (P_2 - мощность на валу электродвигателя).

Со стороны промышленной сети поступает мощность, со стороны гидромеханической системы момент нагрузки, в результате выходными параметрами электромеханической подсистемы будут такие энергетические показатели, как полезная мощность и частота вращения. Иными словами модель двигателя в гидромеханической подсистеме в характеристиках насоса выражена в виде частоты вращения ротора, а модель насоса в электромеханической системе представлена моментом нагрузки. Связь между моделью скважины и моделью двигателя учитывается при расчете параметров двигателя в виде температуры окружающей среды.

Модель гидромеханической подсистемы является основой расчета основных рабочих показателей системы «пласт-скважина-УЭЦН» в зависимости от параметров скважины, насоса, НКТ, пласта и жидкости.

В общем виде математическое описание гидромеханических процессов представляет собой систему уравнений, которые описывают:

- 1) приток флюида в скважину;
- 2) поток жидкости в трубе;
- 3) работу скважины в выбранной точке;
- 4) работу насоса.

Модель притока нефти в скважину определяет связь между дебитом и депрессией, а также коэффициент продуктивности. Входными данными являются параметры пласта, параметры жидкости и параметры скважины. Для построения кривой притока используют либо линейную модель, подчиняющуюся закону Дарси или уравнение Вогеля. Уравнение Вогеля применимо при забойном давлении меньшим давления насыщения, когда характеристика скважины не соответствует линейной зависимости. Результатом модели притока является индикаторная диаграмма, показывающая потенциальный дебит скважины. Входными данными расчета притока служат

параметры пласта, жидкости и скважины. Закон Дарси и уравнение Вогеля представлены формулами 3,4 соответственно [8].

$$Q_{ж} = \begin{cases} K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), P_{заб} \geq P_{нас}, (3) \\ K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \frac{K_{прод} \cdot P_{нас}}{1,8} \cdot (1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0,8 (\frac{P_{заб}}{P_{нас}})^2), P_{заб} < P_{нас}, (4) \end{cases}$$

где $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности $м^3 / сут / Па$;

$P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}$ – пластовое, забойное, насыщения давления соответственно, Па

Модель потока жидкости в трубе описывает потери давления флюида по стволу скважины на трение, изменение потенциальной и кинетической энергии потока. Входными данными являются параметры флюида, конструкция и инклинометрия скважины.

Модель работы скважины в выбранной точке позволяет описать разделение потока жидкости на компоненты притока и оттока. Результатом моделирования является определение давления, которое должен развивать насос, чтобы обеспечить планируемый дебит. Исходными данными являются буферное давление, затрубное давление, глубина спуска насоса, коэффициент сепарации, а также конструкция обсадной колонны и конструкция колонны НКТ.

Модель насоса описывает его паспортные характеристики: подачу, напор, мощность и КПД. Зависимость напора насоса от его подачи называется напорной характеристикой насоса, зависимость потребляемой мощности и коэффициента полезного действия от подачи является энергетической характеристикой насоса. Согласно напорной характеристики насоса по мере снижения напора насоса количество жидкости, которую он может перекачивать увеличивается. Совокупность напорной характеристики и энергетических характеристик на одном графике образуют комплексную характеристику насоса.

Центробежный насос состоит из вала насоса, на который насажены центробежные колеса, которые устанавливаются поочередно с направляющими аппаратами, закрепляемыми неподвижно в корпусе насоса. Центробежное

колесо и направляющий аппарат в совокупности представляют собой ступень насоса. Конструкция рабочего колеса представлена на рисунке 4.

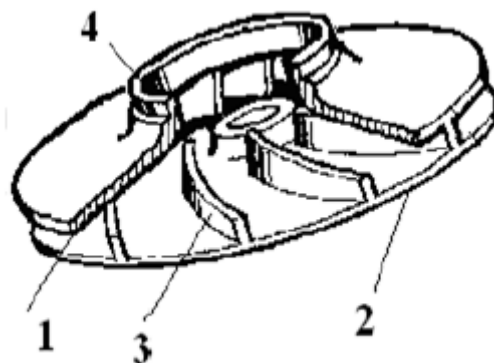


Рисунок 4- Конструкция рабочего колеса

1- передний диск; 2- задний диск; 3- лопасти; 4- входное отверстие

Рабочее колесо насоса состоит из двух дисков между которыми находятся лопасти. Принцип действия насоса заключается в следующем: вал передает вращение рабочему колесу, которые оказывают давление на жидкость. За счет возникающей центробежной силы жидкость направляется от центра рабочего колеса к периферии и, попадая в направляющий аппарат, подводится к следующему колесу и так далее, в результате в центре создается пониженное давление, а в периферийной части повышенное [9].

Погружной электродвигатель является приводом электроцентробежного насоса. Состав электродвигателя: ротор, статор, муфта токоввода, корпус. Двигатели выпускаются с различными габаритами, с различной мощностью и конструкцией, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание системы «электроцентробежный насос- погружной электродвигатель» для достижения максимальной энергоэффективности.

Станция управления питает погружной электродвигатель с поверхности электроэнергией по силовому кабелю через трансформатор, повышающий напряжение промышленной сети до величины рабочего напряжения погружного электродвигателя. Также станция управления включает в себя контрольно-измерительную аппаратуру, осуществляющую полный контроль работы

двигателя и автоматику, которая отключает электродвигатель при аварийных режимах его работы. Например, в случае резкого возрастания силы тока, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата, срабатывает защита по перегрузке и отключает установку. В случае падения силы тока, например, вследствие срыва подачи из-за вредного влияния свободного газа, срабатывает защита от срыва подачи и также отключает установку электроцентробежного насоса.

В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен запуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Стоит отметить, что при работе установки в суровых климатических условиях при низких температурах возникает риск замерзания устьевой арматуры, а также выкидной линии скважины при остановке работы насоса, в следствии чего использование автоматического запуска нежелательно [9].

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном оборудовании, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

2.2 Технологические решения при эксплуатации скважин с установкой электроцентробежного насоса, направленные на оптимизацию процесса

2.2.1 Осложненные условия

Большое количество установок электроцентробежных насосов работает в осложненных условиях, что приводит к сокращению такого параметра, как наработка на отказ. Например, в скважинах с высоким содержанием песка межремонтный период ниже в 5-10 раз, в коррозионно-активных в 3-6 раз, с

высоким газосодержанием в 1,5-4 раза чем в скважинах, в которых отсутствуют данные осложнения. К основным осложняющим факторам относятся [11]:

- Солеотложения на рабочих органах насоса;
- Механические примеси в откачиваемой жидкости;
- Асфальтосмолопарафиновые отложения;
- Коррозия оборудования;
- Наличие свободного газа;

1) Солеотложения. Под солеобразованием понимают процесс выпадения солей из добываемого флюида, осаждением его в порах пласта, на поверхности фильтра, эксплуатационной колонне, НКТ и оборудовании, спущенном в скважину.

Причины выпадения солей:

- изменение термобарических условий в скважине при эксплуатации;
- смешивание вод различного состава, несовместимых друг с другом;
- высокая обводненность скважины;
- шероховатость поверхности рабочих органов насоса (повышенные адгезионные свойства);
- свободное газосодержание на приеме насоса (выделение углекислого газа).

Вода является важным элементом в процессе солеобразования, поскольку содержит большое количество солеобразующих ионов в карбонатных породах содержит в себе избыток катионов кальция и магния, в терригенных породах вода насыщена ионами бария и стронция, также в пластовой воде присутствуют растворенные газообразные вещества, такие как углеводородные газы и углекислый газ. Точный ионный состав воды имеет сложную зависимость от процессов происходящих при движении флюида.

При смешивании несовместимых вод между собой каждая имеет определенный химический состав, в результате может произойти перенасыщение тем или иным компонентом, который начинает выпадать в осадок.

Изменения термобарических условий также приводит к увеличению солеотложений. Растворимость солей снижается при повышении температуры, что приводит к повышению скорости кристаллизации в насосе. При снижении давления газ начинает выделяться из жидкости, что существенно влияет на растворимость карбоната кальция, увеличивая процесс осаждения частиц. Самым интенсивным местом солеобразования считают электроцентробежный насос, поскольку высокая скорость движения жидкости в проточных деталях ЭЦН приводит к уменьшению давления и выделению свободного газа.

При наличии шероховатости поверхности оборудования солеобразование также увеличивается, поскольку работа требуемая для образования зародыша кристаллизации на гладкой поверхности больше, чем на поверхности имеющей углубления.

В результате процесс образования солеотложений приводит к ускоренному износу оборудования. Возрастает вероятность заклинивания установки электроцентробежного насоса при СПО в скважине, ухудшается теплообмен. При отложениях на рабочих органах насоса увеличивается износ, повышается вибрация, которая влечёт за собой попадание пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя и замыкание обмотки. В момент короткого замыкания обмотки ПЭД, где резко повышается давление во внутренней полости и гидрозащиты, что может вызвать разрыв диафрагмы гидрозащиты [12,13].

2) Механические примеси могут являться продуктом разрушения пласта, частиц коррозии погружного оборудования, солеобразования. Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород, что может привести к деформации эксплуатационной колонны. Также наличие механических примесей способствует либо заклиниванию секций насоса, либо прекращению подачи в результате перекрытия проходных каналов рабочих органов насосов. При повышении депрессии на пласт количество выносимых из пласта в скважину механических примесей

увеличивается. В результате увеличивается коэффициент трения, появляется вибрация в насосе, ухудшается охлаждение электродвигателя, что приводит к росту температуры в зоне установки насоса. Рост температуры повышает вероятность выпадения солей из пластовой воды.

На вероятность отказа установки электроцентробежного насоса за счет засорения механическими примесями влияют следующие факторы:

- содержание механических примесей в жидкости (КВЧ);
- объем проходных сечений рабочих органов насоса;
- дебит жидкости;

Механизм отказа УЭЦН при наличии механических примесей делится на два вида заклинивание при абразивном износе и заклинивание при насоса от механических примесей. В первом случае механические примеси попадая в насос изнашивают рабочие элементы насоса, вследствие чего происходит заклинивание, во втором случае происходит рост трения из-за находящихся в насосе механических примесей, в данном случае промывка способствует восстановлению его работоспособности. Под изнашиванием понимают процесс разрушения и отделения материала с поверхности твердого тела при трении, проявляющийся в виде изменения размеров тела [14].

3) Асфальтосмолопарафиновые отложения. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют сложную углеводородную физико-химическую смесь, обладающей высокой вязкостью. В состав АСПО входят смолы, парафины, асфальтены, сера, также отложения содержат небольшое количество механических примесей. Основные причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений:

- Уменьшение температуры. Охлаждения газонефтяного потока ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны приводит к образованию твердой фазы;
- Снижение давления ниже давления насыщения увеличивает объем

выделяющегося газа, в результате понижается температура потока жидкости, что приводит к увеличению выпадения парафина;

- При изменении скорости течения наблюдается две зависимости: а) увеличение интенсивности накопления отложений за счет увеличения массопереноса; б) уменьшение интенсивности отложений при достижении скорости потока определенных значений за счет удерживания кристаллов парафина во взвешенном состоянии;

- Шероховатость рабочих поверхностей;

- При повышенной обводненности продукции интенсивность образования АСПО снижается, так как теплоемкость воды выше теплоемкости нефти, что приводит к повышению температуры потока.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках НКТ увеличивает сопротивление движению добываемого флюида, увеличивая противодавление в насосе. Это приведет к уменьшению коэффициента полезного действия (КПД) установки, увеличению энергетических затрат, возможны перегревы электродвигателя электроцентробежного насоса и выходу его из строя [15].

4) Коррозия. Под коррозией понимают самопроизвольное разрушение металлов в результате химического и электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Основными факторами, увеличивающими коррозионное разрушение оборудования являются обводненность и состав пластовой жидкости (рН, минерализация пластовой воды, высокое содержание кислорода (O_2), сероводорода (H_2S), углекислого газа (CO_2), хлорид ионов, ионов железа). Также скорость распространения увеличивается при повышении силы тока и напряжения в кабельных линиях и погружных электродвигателях, а также при росте скорости газожидкостной смеси.

Результатом коррозии является разрушение обсадных колонн, колонны НКТ, их резьбовых соединений, неработоспособное состояние деталей ПЭД и ЭЦН, что приводит к затратам на их ремонт [16,17].

5) Наличие свободного газа снижает КПД насоса. Часть энергии, которая подводится от погружного электродвигателя к электроцентробежному насосу тратится на сжатие газовых пузырьков и полное растворение в нефти. Вследствии уменьшение подачи возможны перегревы погружного электродвигателя и выход его из строя. Возможны срывы подачи, так как при попадании в центробежный насос газа уменьшается плотность смеси, нарушается кинематика потока в каналах рабочего колеса, за счет образования и заполнения газом каверн.

При увеличении давления газа между НКТ и обсадной колонны, происходит увеличение динамического уровня в скважине, при достижении критического значения которого происходит срыв подачи и выход из строя установки. При увеличении динамического уровня необходимо увеличивать глубину подвески насоса, что приводит к дополнительным затратам на насосно-компрессорные трубы, электрический кабель, также увеличивается время СПО, повышается вероятность обрывов установки [18].

2.2.2 Технологии повышающие эксплуатационные характеристики УЭЦН

Рассмотренные в пункте 2.2.1 осложнения приводят увеличению прямых и косвенных экономических затрат.

К таким затратам можно отнести следующие:

- Преждевременный выход из строя ЭЦН. Затраты на ремонт или закупку нового оборудования.
- Затраты на ПРС.
- Косвенные потери не добытой нефти из-за простоя скважины во время ремонта.
- Снижение проницаемости ПЗП и прямые потери нефти.

Рассмотрим разработанные технологии, позволяющие повысить эффективность работы УЭЦН.

а) Механические примеси. Как правило для борьбы с механическими примесями используют различные входные щелевые и скважинные фильтры. Входной щелевой фильтр предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы электроцентробежного насоса механических частиц, которые содержит пластовая жидкость, устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. Принцип действия основан на задержке частиц на фильтрующих элементах, за счет вибрации насоса в процессе его работы происходит их дальнейшее осаждение в зумпф скважины. Применение данных фильтров наиболее эффективно при среднем диаметре выносимых частиц более 300 мкм. Недостатками применения фильтра является увеличение длины УЭЦН, применение возможно только с газосепаратором без входного модуля. При наличии в добываемой жидкости глины возможно засорение поверхности фильтра.

Применение модульных шламоуловителей, также позволяет осуществить защиту от механических примесей. Установка модульных шламоуловителей осуществляется между входным модулем и нижней секцией насоса, работа осуществляется в составе погружной установки. Под действием центробежных сил механические примеси отбрасываются к периферии и собираются в аппараты-накопители. Данный фильтр рекомендовано использовать в скважинах с КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения и с КВЧ более 500 мг/л для УЭЦН износостойкого исполнения. Недостаток можно отнести то, что механические примеси остаются в фильтре, применение возможно только с газосепаратором без входного модуля, увеличение общей длины УЭЦН.

Следующим вариантом защиты погружного оборудования от механических примесей является использование погружного сепаратора механических примесей, который устанавливается к верхней части гидрозащиты, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с

двухсторонним выходом вала. Флюид поступает из пласта в скважину и попадает в погружной сепаратор, где за счет центробежных сил происходит отделение твердых частиц. Твердые частицы накапливаются в контейнере, при наполнении которого дальнейшее оседание частиц происходит в полость скважины. Погружной сепаратор осуществляет эффективную очистку флюида от частиц с размером 100 мкм и менее. Основной недостаток данного оборудования- высокая сложность конструкции.

При эксплуатации УЭЦН эрозионный износ происходит под воздействием абразивных частиц (механических примесей), движущихся с потоком пластовой жидкости. Механические примеси и пыль, состоящая из кварцевых и других твердых частиц, по твердости превосходящих металл рабочих поверхностей ступени, вызывают истирание элементов проточной части. Разрушению подвергаются детали и их поверхности, не входящие в механический контакт с другими деталями («промывы»). Физическая природа «промыва» заключается в воздействии на поверхность детали вихреобразного потока жидкости.

Помимо дополнительного оборудования, которое включается в компоновку установки электроцентробежного насоса защитой от механических примесей служит применение ступеней в износостойком исполнении.

Для защиты от механических примесей используется двухопорная ступень насоса. Ступень двухопорной конструкции представлена на рисунке 5.

Двухопорная конструкция электроцентробежного насоса отлично зарекомендовала себя при работе в сложных условиях работы, в первую очередь при повышенных значениях механических примесей. Применение данной конструкции позволяет увеличить наработку на отказ установки электроцентробежного насоса за счет увеличения ресурса работы ступеней в среднем на 30%.

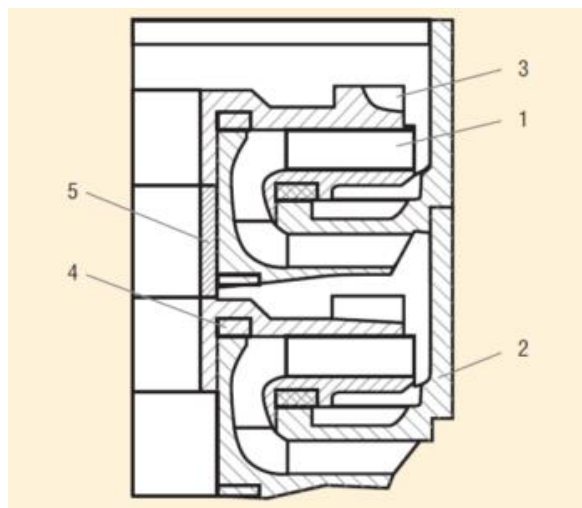


Рисунок 5- Ступень двухопорной конструкции из серого чугуна

1- рабочее колесо; 2- направляющий аппарат; 3- проточка; 4-дополнительная опора; 5- уплотнительная втулка.

При работе данных ступеней наблюдается:

- уменьшение вибрации, за счет устойчивости рабочего колеса, в следствии увеличенной длины посадки колеса на вал;
- вал насоса сильнее защищен от гидроабразивного воздействия;
- увеличена длина шпоночного паза, что минимизирует нагрузку на шпонку и исключает проворачивание ступени [19].

По опыту внедрения двухопорных ступеней на Самотлорском месторождении наработка на отказ по сравнению с одноопорными ступенями увеличилась в 1,5 раза.

Рабочие колеса FLEXPump.

При изготовлении рабочих колес FLEXPump компания Baker Hughes использует карбид-вольфрамовые опорные узлы, что позволяет повысить износостойкость конструкции УЭЦН. Данная технология позволяет повысить эффективность и надежность работы оборудования, увеличить межремонтный период, наработку на отказ, снизить операционные затраты.

Использование рабочих колес FLEXPump обеспечивает улучшенную работу УЭЦН в расширенном рабочем диапазоне за счет приближения осевой

нагрузки к нулю, а также в средах с высоким содержанием газа и мехпримесей [20].

Еще одним способом защиты УЭЦН от влияния механических примесей и солеотложения является применение конструкции открытого рабочего колеса. Рабочее колесо открытого типа представлено на рисунке 6.

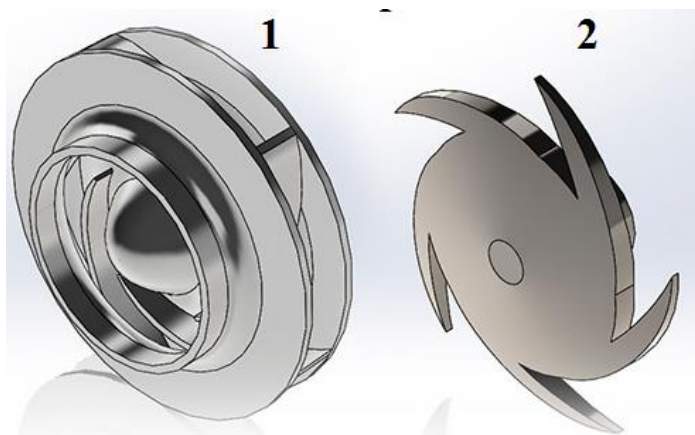


Рисунок 6 -Конструкция рабочего колеса закрытого (1) и открытого типа (2)

Конструкция данного рабочего колеса предусматривает отсутствие верхнего и нижнего диска, что позволяет их использование в условиях высокого содержания КВЧ, высоких скоростей осаждения солей и парафинов, высокого газосодержания, так как в конструкции данного рабочего колеса отсутствуют стенки проточных каналов, также данная конструкция обладает меньшим весом и габаритом по сравнению с колесами ЭЦН и ВНН.

Помимо преимуществ данная конструкция имеет ряд недостатков, таких как более низкий КПД из-за утечек жидкости вследствие отсутствия дисков, также проблемой является сложность установки осевых опор. Высокоточное изготовление по соблюдению минимальных зазоров для получения энергетических характеристик, сходных с характеристиками обычных ступеней, увеличивает стоимость данной конструкции.

б) Коррозия. Для защиты от коррозии как правило используют коррозионностойкие материалы, протекторную защиту и ингибиторы коррозии.

Введение ингибитора в коррозионную среду позволяет снизить риск возникновения коррозии погружного оборудования. Принцип действия

ингибитора заключается в его осаждении на поверхности металла и образовании в результате химической реакции пленки, которая покрывает всю защищаемую поверхность.

Подбор ингибитора и его оптимальной дозировке производится в лабораторных испытаниях на типовой модели химического состава воды месторождения. При этом учитывается себестоимость использования конкретных ингибиторов. Универсальной программы для лабораторных испытаний не существует, она определяется программой испытаний (ПИ).

В настоящее время на многих скважинах во многих компаниях внедрена система протекторной защиты оборудования от коррозии. Чаще всего протектор представляет собой алюминиево-магниевую смесь. Наиболее подверженными участками коррозии погружного оборудования являются следующие элементы: корпус погружного электродвигателя, газосепараторы, корпус электроцентробежного насоса.

Принцип действия протекторной защиты заключается в поляризации материала установки электроцентробежного насоса до безопасного потенциала за счет самоокисления (растворения), что в конечном счете снижает активность коррозии основного насосного оборудования.

Схема размещения протекторной защиты, основанной на применении алюминиево-магниевых протекторов для УЭЦН, показана на рисунке 7 [24].

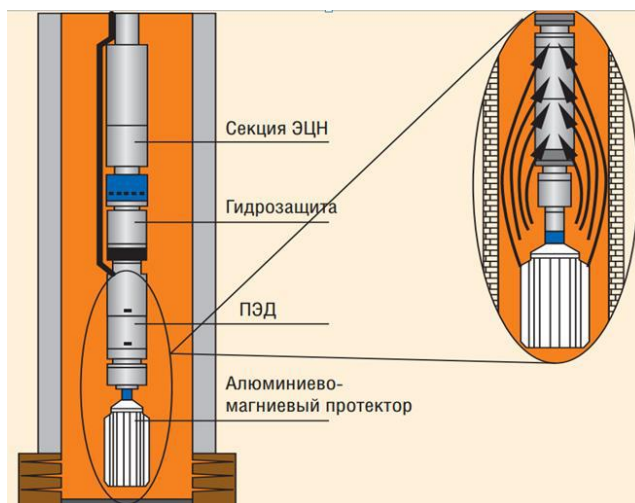


Рисунок 7- Схема протекторной защиты УЭЦН

Покрытие Majorpack представляет собой многофакторную защитную систему, которая сочетает в себе как протекторные, так и барьерные свойства. Система применяется для защиты нефтепромыслового оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах.

Majorpack представляет собой дуплексное покрытие, которое состоит из двух слоев защиты: 1) интерметаллидный слой, обеспечивающий протекторную защиту; 2) слой многокомпонентного полимера, обеспечивающий барьерную защиту.

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Такой состав обладает высокими гидрофобными свойствами и снижает вероятность образования АСПО на стенках НКТ.

Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он является основой для барьерного слоя.

Протекторный слой отличается высокой адгезией к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердостью, в 2,5 раза превышающей показатели стали N80, а также повышенная стойкость к механическому воздействию. За время эксплуатации средняя наработка на отказ оборудования по данным объектам выросла в четыре и более раз [21].

г) Асфальтосмолопарафиновые отложения. Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями возможно применение ингибиторов, путем дозирования ингибитора как с устья, так и установкой в скважину контейнера, наполненного химическим реагентом.

Также эффективным способом является применение специальных нагревательных кабелей в составе установок нагрева нефти. С помощью нагревательного кабеля по всей глубине скважины поддерживается

определенная температура, выше той, при которой происходит выпадение парафина. Установка состоит из специального нагревательного кабеля, станции управления нагревом. Установка кабеля производится непосредственно в НКТ. Результатом работы данной установки является увеличение межремонтного периода работы подземного оборудования, отсутствует необходимость очистки НКТ механическими скребками, сокращаются потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины.

д) Солеотложения. Одним из основных способов борьбы с солеотложениями является дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью наземных дозирочных устройств, ингибитор движется по затрубному пространству до динамического уровня, смешивается с жидкостью и поступает на прием УЭЦН. Также возможно использование скважинных контейнеров, наполненных химическим реагентом, прикрепляемых к основанию ПЭД.

Конструктивным решением борьбы с солеотложениями являются УЭЦН с полимерными рабочими органами.

Техническая эффективность УЭЦН данного типа основана на том, что скорость отложения кальцитов и других солей на полимерах значительно ниже, чем на нирезисте или чугуне. За счет меньшего веса рабочих низкоадгезионных органов достигается снижение энергопотребления при работе насоса на 30%, что было доказано в процессе стендовых испытаний. Полимерные материалы, применяемые для производства колес ЭЦН, не подвержены влиянию агрессивных сред.

Внедрении УЭЦН с полимерными рабочими органами позволит снизить энергопотребление, увеличить среднюю наработку на отказ на фонде скважин, осложненных коррозией и отложениями солей, а также сократить затраты на химизацию процессов добычи нефти [22].

е) Наличие свободного газа. Для устранения вредного влияния свободного газа на ЭЦН, как правило, применяют различные сепараторы и

диспергаторы. Сепаратор предназначен для уменьшения объемного содержания свободного газа, путем центробежного отделения газа от жидкости и дальнейшего сброса его в затрубное пространство. Диспергатор повышает степень измельченности газовых частиц, повышая однородность системы, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. При использовании газосепаратора содержание свободного газа в откачиваемом флюиде может составлять до 55%, при использовании диспергатора до 30-40%, газосепаратора+диспергатора до 65%.

Так в настоящее время большинство скважин являются наклонно-направленными в условиях высокого газосодержания необходимо различать, что структура потока газожидкостной смеси зависит от профиля скважины. Если в вертикальных трубах газ распределен равномерно по сечению трубы, то в наклонных из-за более низкой плотности он скапливается в верхней части трубы. В этих условиях целесообразно применение видоизмененных входных модулей, позволяющих блокировать верхние входные отверстия. Для этого был разработан барьерный приемный модуль газосепаратора .

Принцип работы газосепаратора с барьерным приемным модулем следующий: при спуске оборудования в наклонный участок скважины происходит смещение гравитационных манжет и блокирование верхних входных отверстий, тогда как нижние отверстия остаются открытыми. Данная конструкция обеспечивает стабильность работы УЭЦН в наклонных скважинах за счет увеличения коэффициента сепарации газа, снижает вероятность возникновения газовых пробок, уменьшает деградацию напорной и расходной характеристик насоса и обеспечивает эффективную работу в наклонных скважинах [23].

Еще одним конструктивным решением борьбы с высоким газосодержанием была разработка центробежно-вихревого колеса. Данное колесо сочетает в себе центробежное и вихревое. На ведущем диске устанавливается вихревой венец, который создает дополнительный поток жидкости, попадающей на лопатки направляющего аппарата. Кинетическая энергия этого потока преобразуется в напор, который складывается с давлением, создаваемым центробежной частью рабочего колеса. Напор данной ступени увеличился на 15-25% , при этом снижено трение и износ в осевом подшипнике, за счет уменьшения вихревыми лопатками осевой силы, действующей на колесо.

При работе в скважинах с высоким газовым фактором пузырьки газа, попадая в область вихревого венца, интенсивно диспергируются, что повышает устойчивость работы насоса при перекачке нефтегазовых смесей. Так, согласно результатам стендовых испытаний предельная объемная концентрация свободного газа на входе в центробежно-вихревой насос может быть в 1,5 — 2 раза больше, чем у центробежных насосов [25]. Рабочие колеса ступеней электроцентробежного насоса представлены на рисунке 8.

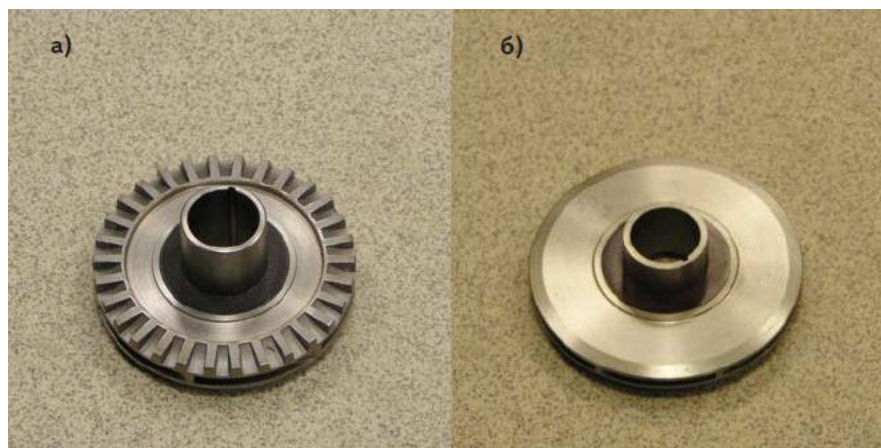


Рисунок 8 - Рабочие колеса ступеней электроцентробежного насоса

а) центробежно-вихревые б) центробежные

2.2.3 Энергоэффективность установки электроцентробежного насоса

Процессы механизированной добычи являются наиболее энергоемкими. На подъем жидкости из скважины расход электроэнергии составляет около 55-60% от общего потребления. Распределение потерь электроэнергии узлов УЭЦН представлена на рисунке 9.

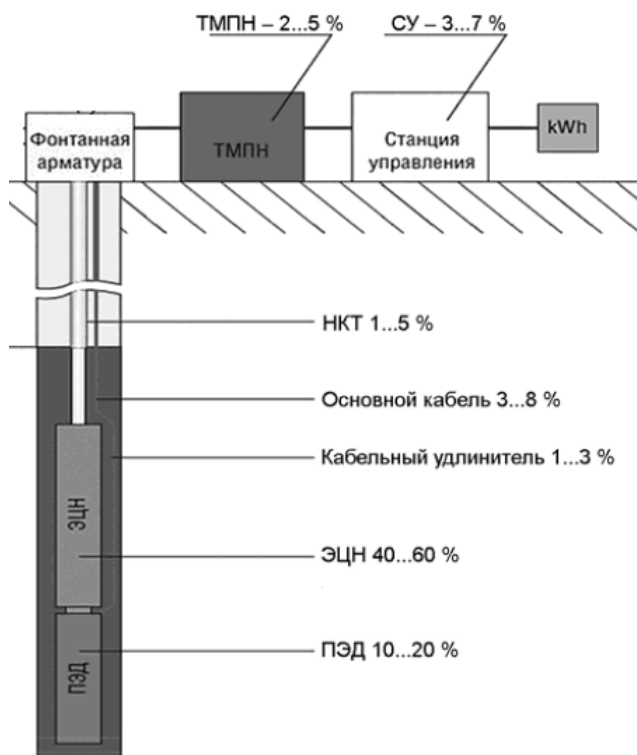


Рисунок 9- Основные узлы УЭЦН и основные потери в них

Основные потери энергии поступающей от промышленной сети приходятся на центробежный насос (40-60%), погружной электродвигатель (10-20%), кабельную линию (3-8%), трансформатор (2-5%) и станцию управления (3-7%) [26].

Под энергоэффективностью понимают рациональное использование энергетических ресурсов, то есть при том же уровне нагрузочной мощности уменьшение потребления энергии. Наибольшими потерями электроэнергии обладают центробежный насос и погружной электродвигатель, следовательно в первую очередь необходимо повышать энергоэффективность этих элементов.

Как уже отмечалось ранее между мощностью, которую двигатель потребляет из сети (P_1), мощностью на валу двигателя (P_2) и гидравлической

мощностью насоса (P_4) существует прямая связь.

1) Энергопотери погружного электродвигателя.

Эффективность погружного электродвигателя оценивается несколькими показателями:

а) Коэффициент полезного действия, под которым понимают отношение полезной мощности на валу двигателя (P_2) к мощности потребляемой двигателем из сети (P_1). Рассчитать коэффициент полезного действия можно по формуле 5:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} (5), \text{ где}$$

P_2 - мощность на валу двигателя (кВт), P_1 - активная потребляемая мощность (кВт).

Следует отметить, что мощность выходная на валу двигателя равна мощности подводимой к валу электроцентробежным насосом. Потребляемая активная мощность двигателя (P_1) больше выходной мощности на валу двигателя на величину тепловых потерь.

Высокий коэффициент полезного действия ПЭД уменьшает потребление мощности из сети для создания той же самой мощности P_2 , также сокращает выделение энергии в виде тепла, следовательно повышает срок службы электродвигателя.

б) Коэффициент мощности, определяется как отношение активной потребляемой мощности из сети к полной мощности, иными словами показывает долю активной мощности в полной, поступающей в электродвигатель. Рассчитать данный коэффициент можно по формуле 6:

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S} (6), \text{ где}$$

S - полная мощность (кВА).

Полная мощность состоит из активной и реактивной, полезная работа, затрачиваемая для передачи вращения валу насоса осуществляется за счет активной мощности. Чем выше значение реактивной мощности, тем выше

потери активной. По настоящему энергоэффективной может считаться система с высоким значением как КПД, так и коэффициента мощности [30,31].

в) Коэффициент загрузки погружного электродвигателя, показывает отношение мощности на валу двигателя к номинальной мощности. Расчет коэффициента загрузки производится по формуле (7):

$$\beta = \frac{P_2}{P_{ном}} \quad (7), \text{ где}$$

$P_{ном}$ - номинальное значение мощности (кВт).

Типовые кривые зависимости КПД и коэффициента мощности асинхронного двигателя от коэффициента нагрузки представлены на рисунке 10 [31].

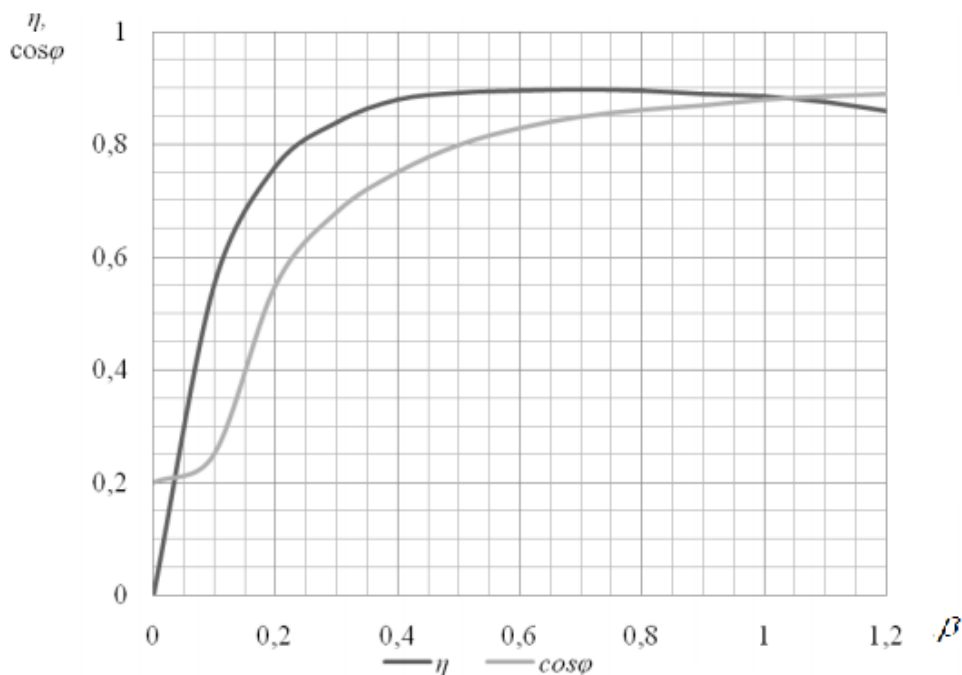


Рисунок 10- Типовые кривые зависимости КПД и $\cos \varphi$ от коэффициента нагрузки

Согласно исследованиям для достижения максимальной энергоэффективности погружные электродвигатели должны эксплуатироваться в интервале 70-90% от номинальной выходной мощности ПЭД (мощность на валу). Снижение нагрузки ПЭД до 50% приводит к снижению КПД на 3-5% и к росту удельных затрат мощности. Также низкое значение коэффициента

загрузки ПЭД приводит к падению коэффициента мощности ПЭД, что увеличивает реактивные потери в системе электропитания ЭЦН.

При использовании частотных преобразователей увеличение частоты вращения насоса приводит к увеличению потребляемой мощности в кубической зависимости, а мощность на валу ПЭД при этом возрастает только линейно. Следовательно, для того, чтобы иметь возможность увеличить частоту вращения вала ЭЦН необходим недогруз на валу ПЭД при стандартной частоте питающего тока [26].

Энергопотери в погружном электродвигателе можно уменьшить при помощи использования вентильных электродвигателей [26].

Вентильный электродвигатель работает в комплекте с насосами, кабельными линиями и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями.

ВЭД является очень востребованным нефтедобывающим оборудованием, обладают повышенным ресурсом работы и потребляют на 15-20% меньше электроэнергии чем асинхронные двигатели.

Конструктивным отличием ВЭД от асинхронного наличие постоянных магнитов вместо медных стрежней. Конструкция ВЭД представлена на рисунке 11.

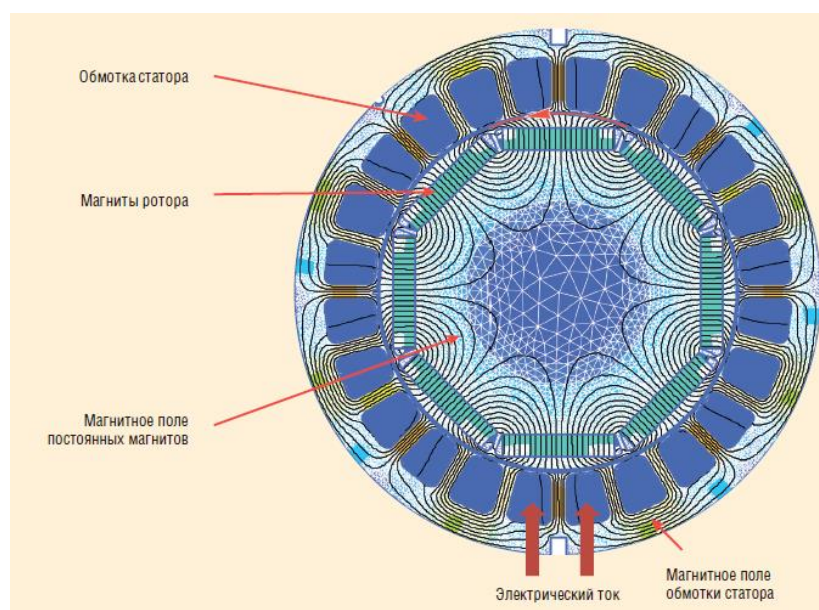


Рисунок 11 -Конструкция вентильного электродвигателя

На обмотку статора ВЭД подается напряжение и под действием электрического тока вокруг проводников обмотки статора возникает электромагнитное поле, постоянные магниты также создают собственное магнитное поле. Взаимодействие двух данных полей приводит ротор в движение. Применение магнитов позволяет не тратить электроэнергию на создание электродвижущей силы в роторе. ВЭД обладает более высоким КПД и меньшим энергопотреблением в сравнении с асинхронным двигателем. Для сравнения 117 габарит асинхронного электродвигателя обладает КПД 85% и $\cos \varphi$ 0,84, вентильный же электродвигатель обладает КПД 95% и $\cos \varphi$ 0,95.

Конструкция ВЭД позволяет регулировать частоту вращения двигателя, позволяя компенсировать неточность подбора оборудования или для оптимизации работы системы «пласт-скважина-УЭЦН». Также секция ротора ВЭД обладает меньшими размерами, что позволяет изготавливать двигатели меньших габаритов, что является преимуществом при использовании УЭЦН в наклонных скважинах. Стоит отметить, что при использовании вентильных электродвигателей снижение потерь энергии также наблюдается в кабеле, станции управления и трансформаторах [27,28]. Частоту вращения вентильного электродвигателя можно изменять за счет изменения силы тока, в то время как частота вращения асинхронного двигателя может изменяться за счет изменения частоты тока с помощью частотных преобразователей.

Высокий КПД позволяет снизить энергопотребление, уменьшить перегрев обмотки двигателя, в асинхронных электродвигателях в виде тепла выделяется около 15-30%. Уменьшение перегрева электродвигателя увеличивает ресурс работы, снижает вероятность появления солеотложений, снижает интенсивность коррозии. Уменьшенный габарит вентильного двигателя уменьшает проблемы при спусках и подъемах в искривленных скважинах. Возможность широкого регулирования частоты вращения позволяет работать программе «Интеллектуальная скважина».

Стоимость вентильных электродвигателей достаточно высокая, поэтому многие скважины продолжают работать с асинхронными погружными электродвигателями.

Также для повышения энергоэффективности УЭЦН возможно применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности (ВКРМ), который позволяет компенсировать реактивную мощность в скважине, тем самым уменьшая ток, протекающий по кабелю, увеличивая энергоэффективность работы установки. ВКРМ устанавливаются ниже погружного электродвигателя, во время работы ПЭД потребляет активную и индуктивную мощность, а ВКРМ вырабатывает емкостную. Индуктивная и емкостная мощности компенсируют друг друга, тем самым уменьшается ток, протекающий по электрическому кабелю. В результате уменьшаются потери активной мощности и повышается энергоэффективность работы УЭЦН [29].

2) Энергопотери в электроцентробежном насосе.

Коэффициент полезного действия электроцентробежного насоса называют отношением гидравлической мощности к мощности подводимой к валу ЭЦН. Ни один насос не способен всю мощность, которую получает от двигателя преобразовывать в полезную мощность, затрачиваемую на подъем флюида. КПД насоса зависит от подачи, подача насоса при которой КПД максимален называется оптимальной [32].

Наличие потерь различного характера приводят к снижению КПД насоса. Главной задачей при проектировании является минимизация таких потерь, путем разработки такой конструкции ЭЦН, в которой данные потери сведены к минимуму.

Основными потерями ЭЦН являются гидравлические, механические и объемные. Объемные потери учитывают различные утечки и перетоки жидкости из области с высоким давлением в область низкого давления, через пространство между рабочим колесом и корпусом [32].

Гидравлические потери делят на потери возникающие за счет силы

трения в вихрях и трение жидкости о твердые элементы насоса. Потери на трение связаны с конструктивными особенностями насоса (размеры проточной части, качество обработки стенок и поверхности насоса). Вихревые потери возникают при резких поворотах, сужениях и расширениях внутри корпуса, также сильное вихреобразование происходит при ударах потока о вращающиеся лопасти.

Под механическими потерями понимают потери, на трение в подшипниках. В оптимальном режиме внешние механические потери, исходя из опытных данных, составляют примерно 1% от мощности насоса. Также мощность насоса расходуется на преодоление жидкостного трения дисков колеса между корпусом и рабочим колесом.

Суммарный коэффициент полезного действия равен произведению трех различных коэффициентов (гидравлического, объемного и механического), которые по разному влияют на насос [32]. Для наибольшей энергоэффективности используемого электроцентробежного насоса, необходимо увеличивать КПД насоса за счет использования новейших конструкций в ступени, а также за счет оптимизации рабочей точки, в которой коэффициент полезного действия выбранного насоса максимальный.

3) Энергопотери в кабельной линии.

Энергопотери в кабеле составляющие (3-8%) сильно зависят от силы тока протекающего по ним, а также от сечения кабельной линии и температуры скважиной продукции. В процессе работы погружного электродвигателя большой процент энергии выделяется в виде тепла, что приводит к увеличению температуры окружающей среды.

Потеря мощности в кабельных линиях зависит от электрического сопротивления жилы кабеля и от тока в двигателе, следовательно уменьшение тепловых потерь может достигаться путем увеличения сечения жил кабеля, что приведет к уменьшению электрического сопротивления. Однако при данном методе необходимо проводить дополнительную оценку экономической

целесообразности данного проекта путем сравнения затрат на электроэнергию после замены кабеля на большее сечение и увеличение капитальных вложений на закупку кабеля. Также снизить потери мощности в кабельных линиях можно за счет повышения КПД ЭЦН, поскольку уменьшится мощность потребляемая насосом, что позволяет уменьшить мощность ПЭД и снизить рабочий ток. Рассмотрим общие требования, предъявляемые к кабельной линии:

- обеспечение достаточного зазора между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и НКТ (муфты НКТ) с кабелем;
- обеспечение достаточного зазора между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и ЭЦН с удлинителем;
- обеспечение работы с номинальными параметрами при расчетном рабочем токе и напряжении, то есть оптимальное сечение кабеля;
- обеспечение длительного срока работы при расчетной температуре при определенных скважинных условиях (давление, температура, газовый фактор, коррозионная среда) [26].

Вывод по второй главе:

Факторами, которые влияют на ресурс работы установки электроцентробежных насосов являются: солеобразование, свободное газосодержание, механические примеси и коррозия оборудования. Технологические решения, которые обеспечат повышенный ресурс работы установки и повысят наработку на отказ при данных факторах приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Осложняющие факторы и технологические решения снижающие их влияние

Фактор	Технологическое решение
Свободное газосодержание	-применение газосепаратора -применение диспергатора -применение ступеней с открытым рабочим колесом -применение барьерного приемного модуля газосепаратора -применение центробежно-вихревого колеса

Продолжение таблицы 1

Солеобразование	-использование ингибитора -применение полимерных рабочих органов -применение ступеней с открытым рабочим колесом
Механические примеси	-использование входного щелевого фильтра - использование модульного шламоуловителя -применение погружного сепаратора механических примесей -применение ступеней с открытым рабочим колесом - использование двухопорной конструкции
Коррозия	-использование коррозионностойкого материала - использование протекторной защиты - использование ингибитора
АСПО	-применение ступеней с открытым рабочим колесом - применение ингибиторов -применение электронагревателей

Конструктивными изменениями погружного электродвигателя направленными на оптимизацию процесса нефтедобычи являются:

- применение вентильных двигателей;
- использование внутрискважинного компенсатора реактивной мощности.

3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДБОРУ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ- СКВАЖИНА- УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»

3.1 Характеристики программных комплексов для проведения расчетов подбора насоса

Современные подходы при решении задачи оптимизации процессов нефтедобычи основываются на использовании информационных технологий и математических методов моделирования. Математические модели обладают широкими возможностями при изучении влияния параметров на показатель качества функционирования системы [8].

С развитием компьютерной техники отпала необходимость во многих упрощениях. Расчеты, которые проводил человек длительное время, при помощи компьютера обрабатываются в считанные секунды. Использование электронно-вычислительной машины позволяет помимо экономии времени повысить точность расчетов, учесть инклинометрию скважины, использовать различные интегральные зависимости, отказавшись от упрощенных формул.

В настоящее время разработано большое количество моделей различных объектов и программных средств для осуществления моделирования системы, что позволяет человеку осуществить выбор программного продукта, для решения определенной задачи.

Внедрение в производство электронно-вычислительных машин, позволило повысить точность расчетов, за счет отказа от различных упрощений. При машинном подборе УЭЦН к скважине:

1) При расчете перепада давления в насосно-компрессорных трубах учитываются потери на трение, потери на преодоление сил тяжести, инерционной составляющей, а также работа газа.

2) Расчет плотности добываемой смеси учитывает такие величины, как скольжение газовой фазы по отношению к нефтяной и скольжение нефти относительно воды. Относительная скорость учитывается как на участке «забой скважины- прием насоса» так и на участке «нагнетание насоса-устье».

Электронно-вычислительная машина позволяет учитывать термодинамические зависимости процесса разгазирования (давление, температуру, коэффициент сжимаемости) и истинное газосодержание, которое зависит от структуры потока и влияния вязкостных сил. При этом необходимо учитывается вязкость не только жидкой фазы откачиваемого флюида, но и вязкость попутного нефтяного газа.

3) Наличие электронно-вычислительной машины позволяет провести точный термодинамический расчет, который учитывает теплотворную способность погружного оборудования, процессы теплообмена в погружном насосе, на внешних поверхностях ПЭД и кабеля, теплопередачу от потока пластовой жидкости к стенкам НКТ и обсадной колонны и теплообмен с окружающей средой [8,9].

В настоящее время на рынке программных продуктов, которые обеспечивают выбор и анализ работы системы «пласт- УЭЦН -скважина» самыми распространенными являются: SubPUMP, SPINNAKER, FloSystem 3, NovometSel-Pro, «Автотехнолог», RosPump.

Большое разнообразие программ приводит к проблеме выбора для потребителя конечного продукта. Потребитель должен провести сравнение по различным характеристикам программы. Программные комплексы отличаются скоростью выполнения поставленных задач, мощностью требуемой для электронно-вычислительной машины, сложностью решаемых задач и точностью полученных результатов, стоимостью, качеством базы данных, а также сложностью интерфейса программного продукта.

Функциональные возможности и основные характеристики программ, выделенные по их описаниям, приведены в таблице 2.

Таблица 2- Характеристики программных продуктов, предназначенных для моделирования работы УЭЦН

Программы подбора	Sub PUMP	Well Flo	Red a	ESP	SPIN NAKER	Novomet Sel-Pro	Авто-технолог	Ros PUMP
Параметры программы	1	2	3	4	5	6	7	8
Наличие базы данных УЭЦН	+	+	+/-	+/-	+	+	+	+
Режим автоподбора оборудования	-	-	+	+	+	+	+	+
Учет ограничений всех уровней при подборе	+	-	+	+	+	+	+	+
Технико-экономические оценки подбора	+	+	+	+	+	+	+	+
Трехмерная геометрия скважины	-	-	-	-	+	+	+	+
Деформация погружного агрегата	-	-	-	-	+	+	-	-
Учет фонтанирования по затрубью	-	-	-	+	+	+	+	+
Учет освоения скважины	-	-	+	+	+	+	+	+
Тепловой расчет ЭЦН	+	-	-	+	+	+	+	+
Тепловой расчет ПЭД	-	-	+	+	+	+	+	+
Тепловой расчет кабеля	-	-	-	-	+	+	+	+
Конверсия единиц измерения	+	+	-	-	+	+	+	+

Программа SubPUMP появилась на рынке в 1997 году. Программа позволяет пользователю работать с различными системами измерений (СИ, американская, канадская и т.д.); включает библиотеку соотношений «давление-объем-температура» для различных пластовых флюидов; зависимости вязкости от изменения температуры, которые используют в расчетах движения флюида по колонне обсадных и насосно-компрессорных труб, а также в погружном

насосе. База данных содержит информацию о характеристиках насоса, ПЭД, кабельных линиях, производимых крупнейшими поставщиками. Программный комплекс SubPUMP позволяет подобрать оптимальную систему «пласт-скважина-УЭЦН», работающую с максимальным КПД и минимальной себестоимостью добычи единицы скважинной продукции.

Программный комплекс FloSystem3, разработанный компанией Edmburg Petroleum Services состоит из двух программ WellFlo и FieldFlo. Данная программа позволяет производить построение модели скважины графическим способом, а также производить подбор оборудования для различных условий эксплуатации. Программа FieldFlo позволяет создать общую модель месторождения или отдельных скважин, с учетом взаимного влияния нагнетательных и добывающих скважин, а также процессы фильтрации пластовой жидкости. База данных обладает обширной информацией о характеристиках насосов крупнейших мировых производителей, а также содержит зависимости изменения давления, температуры, газосодержания и других параметров в любой точке интервала «забой- устье скважины».

Программа СПИНАКЕР содержит большую базу данных, в которую входит информация о конструкции скважин, свойствах флюидов, о характеристиках электроприводного насосного оборудования. Также стоит отметить, что данная программа имеет наименьшее количество допущений, что требует оперативного получения полной и геолого-технической информации, без которой применение данного комплекса является нецелесообразным.

Программный комплекс «Автотехнолог» очень распространен в нефтяной промышленности, поскольку позволяет производить подбор всех типов насосных установок для добычи нефти. Программа позволяет использовать существующие базы данных на нефтяном промысле по конструкциям скважин, инклинометрии, по наличию оборудования на базах производственного обслуживания и на складах. Обладает простым интерфейсом и достаточно полными алгоритмами подбора.

Программное средство RosPUMP предназначено для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Обладает достаточно широкой базой данных погружного оборудования, с возможностью вносить в нее коррективы. Полученные результаты характеризуются высокой точностью, за счет наличия современных гидродинамических моделей и обширного набора корреляций физико-химических свойств нефти, воды и газа. Применяемая техника узлового анализа позволяет достаточно просто проектировать режим работы скважин [9].

Программа NovometSel-Pro предназначена для подбора оптимальной компоновки УЭЦН из имеющегося у пользователя оборудования. С помощью данной программы есть возможность провести моделирование спуска УЭЦН в скважину и осуществить прогнозирование работы УЭЦН с заданным дебитом или путем вычисления оптимального. Основой программы является определение зависимостей физических свойств добываемого флюида от режимов течения, от обводненности, газосодержания, температуры. Преимуществами программа NovometSel-Pro является достаточно высокая точность вычислений; возможность учета прогиба установки электроцентробежного насоса с учетом НКТ; наличие различных систем измерений; возможность расчета отсутствующих величин по другим известным [10].

Также компания Новомет предлагает потребителю программный комплекс NovometStar Pro, обладающий инструментами для расчета оценок надежности УЭЦН. С помощью данной программы пользователь имеет возможность провести расчет вероятности безотказной работы установки, прогнозирования динамики отказов УЭЦН с указанной даты, расчет вероятности возникновения каждой причины отказа, а также произвести отдельный расчет надежности для любого узла установки электроцентробежного насоса [10].

3.2 Подбор системы «пласт-скважа-УЭЦН» в программном комплексе NovometSel-Pro

Подбор установки электроцентробежного насоса проводился с помощью программного комплекса NovometSel-Pro. Целью подбора является обеспечение стабильной работы установки в системе «пласт-скважина-УЭЦН».

При подборе УЭЦН первым делом необходимо заполнить опросный лист, включающий в себя данные о пласте, скважине, физических свойствах пластового флюида и инклинометрию. В дальнейшем определяются параметры работы установки, ее компоновка и выводится графическая характеристика работы насоса [33].

Исходные данные для подбора установки электроцентробежного насоса представлены в таблице 3 .

Таблица 3 - Исходные данные для подбора УЭЦН к скважине

Параметр	СИ	Значение
Давление насыщения	атм	112
Давление затрубное	атм	9,5
Давление буферное	атм	10
Давление пластовое	атм	200
Температура пласта	$^{\circ}\text{C}$	103
Планируемый дебит в мернике	$\text{м}^3/\text{сут}$	83
Коэффициент продуктивности	$(\text{м}^3/\text{сут})/(\text{кгс}/\text{см}^2)$	0,55
Обводненность	доли ед.	0,93
Газовый фактор	$\text{м}^3/\text{м}^3$	111
Плотность сепарированной нефти	$\text{кг}/\text{м}^3$	842
Динамическая вязкость нефти	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	7

Продолжение таблицы 3

Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,339
Плотность газа	кг/ м ³	1,275
Плотность пластовой воды	кг/ м ³	1002
Динамическая вязкость пластовой воды	мПа·с	0,4
Концентрация взвешенных частиц	мг/л	168
Внешний диаметр НКТ	мм	73
Толщина стенки НКТ	мм	5,5
Глубина верхних границ перфорации	м	3053

Важным элементом исходных данных для оптимального подбора УЭЦН является инклинометрия скважины, диаметр эксплуатационной колонны и толщина стенки эксплуатационной колонны. Инклинометрия включает в себя длину по стволу скважины, вертикальную глубину, зенитный угол и азимутальный. Азимут скважины- это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией оси скважины, измеренный по часовой стрелке. Зенитный угол это угол между вертикалью и касательной к точке профиля. Зная значения зенитного угла на различных глубинах скважины можно определить интенсивность искривления, под которой подразумевают темп отклонения скважины от ее первоначального направления по зенитному углу, иными словами интенсивность искривления- это скорость изменения зенитного угла между двумя точками ствола скважины. Единицей измерения интенсивности искривления является градус на метр длины ствола скважины. В настоящее время инклинометрия является важным параметром, поскольку большинство современных скважин имеют наклонный профиль, что накладывает ограничения для зоны работы погружного оборудования.

Общим порядком подбора установки электроцентробежного насоса являются следующие шаги:

- 1) Подбор глубины спуска насоса;
- 2) Подбор электроцентробежного насоса;
- 3) Подбор погружного электродвигателя;
- 4) Подбор кабеля.

Конечной целью подбора установки электроцентробежного насоса является его длительная эксплуатация с минимальным потреблением электроэнергии, при этом должна обеспечиваться требуемая производительности в виде объема добываемого флюида.

Правильный выбор глубины спуска установки электроцентробежного насоса очень важен для нормальной работы оборудования. При искривлении ствола скважины возможно возникновение прогибов установки в точке подвески, а следовательно ускоренный ее износ и выход из строя, также могут возникнуть проблемы при спускоподъемных операциях. Общими ограничениями по кривизне скважины являются: значение зенитного угла в зоне работы погружного оборудования не должно превышать 60° , в зоне спуска электроцентробежного насоса интенсивность набора кривизны не должна превышать 2° на 10 метров, в зоне подвески ЭЦН интенсивность набора кривизны не должна превышать $0,05^{\circ}$ на 10 метров.

Более точная оценка влияния искривления ствола на работу УЭЦН возможна только лишь после окончательного выбора установки. Уточнять прогиб установки необходимо с учетом НКТ, так как позиционирование насосно-компрессорных труб оказывает существенное влияние на положение установки. Пример прогиба погружного оборудования с учетом и без учета прогиба НКТ приведен на рисунке 12.

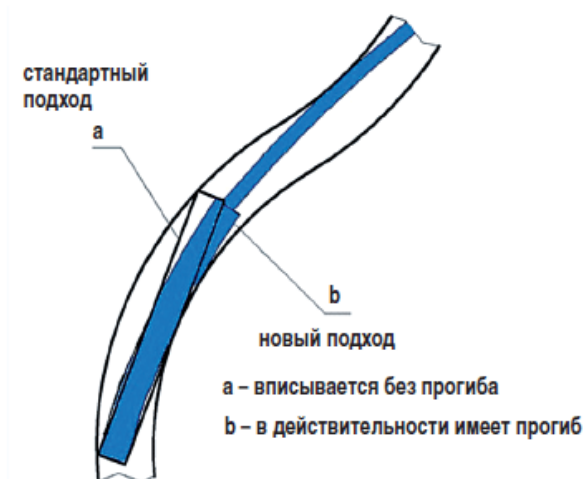


Рисунок 12- Прогиб установки, учитывающий позиционирование НКТ

Также глубина спуска установки должна обеспечить требуемое газосодержание на входе в насос, так как наличие свободного газа оказывает большое влияние на сокращение ресурса работы установки.

Предельное количество свободного газа на входе в насос, в обводненности в относительных единицах:

- 1) для ступени ЭЦН $25 \cdot \sqrt{1-b}$;
- 2) для ступени ВНН $35 \cdot \sqrt{1-b}$ %;
- 3) при использовании газосепаратора 55%;
- 4) при использовании диспергатора 30-40%;
- 5) при использовании газосепаратора+ диспергатора 65%.

Температура допустимая для работы установки определяется заводом изготовителем, насосы как правило рассчитаны на устойчивую работу при температуре 135-150⁰, однако по специальному заказу возможно увеличение температуры до 250⁰. Температурное исполнение погружных двигателей позволяет им работать при температурах от 120⁰ до 200⁰. Качественный подбор исполнения насоса должен предотвращать необоснованное использования дорогостоящих конструкций насоса, так и насосов с низким ресурсом в агрессивной среде. Для более качественного выбора необходимо проводить периодическое изучение физико-химических свойств добываемого флюида.

Габарит погружного насоса выбирается исходя из планируемого дебита для данной скважины. Габарит погружного электродвигателя и насосной установки ограничиваются диаметрами эксплуатационной колонны. Приоритет отдается насосам с большим габаритом.

Пример зависимости габаритов ЭЦН и ПЭД и требований к эксплуатационной колонне и диаметру шаблона представлена в таблице 4.

Таблица 4- Габариты ЭЦН и требования к диаметру шаблона и эксплуатационной колонне

Габарит ЭЦН	Диаметр насоса, мм	Диаметр двигателя, мм	Максимальный диаметр установки, мм	Минимальный диаметр обсадной колонны, мм
3	81	81	96,5	99
4	86	96	105	112
5	92	103	112,8	121,7
	92	117	119,3	123,7
5А	103	103	120,4	127,3
	103	117	124,8	130
6	114	130	135	143
6А	123	130	145	154
7	130	130	150	159
7А	136	130	156	165
8А	172	185	204	212,5

Количество ступеней насоса должно обеспечивать требуемый напор работы установки, для подъема жидкости на устье скважины. Первой составляющей напора является вертикальный подъем жидкости равный динамическому уровню в скважине, второй составляющей напора является преодоление устьевого давления, третьей составляющей являются потери напора на трение в НКТ. Типоразмер и напор подобранного насоса должны обеспечить работу в точке максимального КПД.

Работа насоса должна проходить в рабочей области, которая определяется при испытаниях насоса на производстве. Работа насоса в данной области характеризуется наивысшим значением коэффициента полезного действия, а

следовательно повышенным ресурсом работы и высокой энергоэффективностью.

Погружной электродвигатель должен обладать наименьшими удельными затратами электроэнергии, при этом наибольшим ресурсом работы. Коэффициент мощности и коэффициент полезного действия должны обладать наибольшими значениями, при этом коэффициент загрузки должен находиться в пределах 70-90%, также выбор ПЭД осуществляется с максимально возможным напряжением.

Кабельная линия формируется из отдельных секций кабелей. По распределению температуры по длине скважины komponуется кабельная линия обеспечивающая минимальные потери электроэнергии, с учетом оптимального соотношения длин основного кабеля и удлинителя. Выбор оптимального сечения жилы кабеля зависит от значения рабочего тока и тока экономически целесообразного. Зависимость сечения жилы кабеля от тока экономически целесообразного представлена в таблице 5.

Таблица 5- Зависимость сечения жилы кабеля от тока экономически целесообразного

Сечение жил кабеля, мм ²	Ток экономически целесообразного увеличения сечения кабеля, А
10	22
13	26
16	35
21	44
25	49
35	более 49

Замена НКТ на больший диаметр, для снижения потерь напора в насосно-компрессорных трубах при данном дебите 83 м³/сут нецелесообразна. Потери напора в НКТ разного диаметра в зависимости от подачи представлена на рисунке 13.

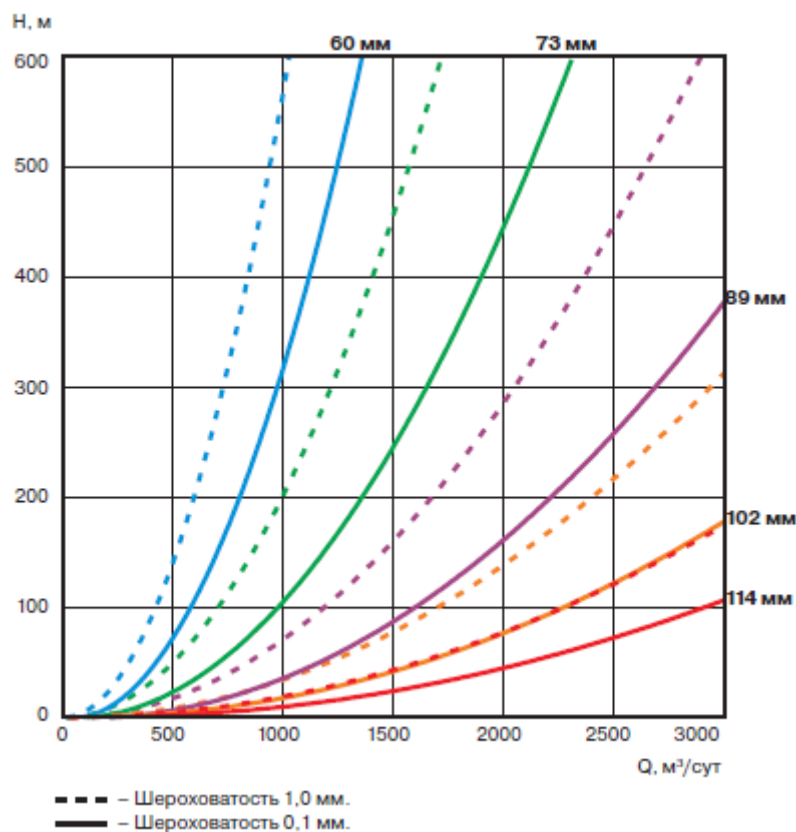


Рисунок 13- Зависимость потерь напора разного диаметра НКТ от подачи

В программе NovometSel-Pro для исходных данных в таблице был подобран насос ЭЦНДИ5-80. Двухпорная конструкция ступени (износостойкая), материал ступени «Нирезист», обеспечит высокий ресурс работы в заданных условиях. При выборе габарита установки учитывался внутренний диаметр эксплуатационной колонны для отсутствия проблем при спуске насоса, а также планируемый дебит скважины.

Работа установки с количеством ступеней 512 обеспечит работу установки в рабочей зоне. Напорная и энергетические характеристики работы установки представлены на рисунке 14.

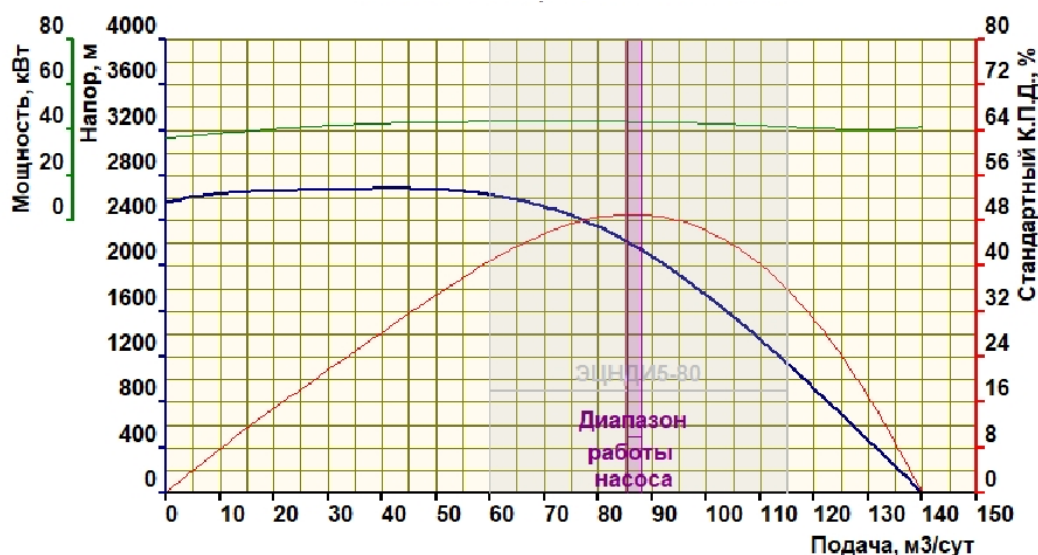


Рисунок 14-Характеристика работы установке ЭЦНДИ5-80 в скважине

Данная установка обеспечивает наивысшие значения коэффициента полезного действия и требуемый дебит в мернике. Объемное газосодержание на входе в насос не превышает предельных значений, составляя 3% после сепарации. Прогноз параметров работы установки представлен в таблице 6.

Таблица 6- Прогноз параметров работы установки

Насос	ЭЦНДИ5-80 (Н 2349)
Дебит жидкости в мернике (м³/сут)	83,36
Длина подвески (Глубина подвески) (м)	2700.00 (2311,84)
Объемная подача жидкости на входе в насос (м³/сут)	84,73
Реальная рабочая зона насоса по характеристике на воде, приведенная к оборотам характеристики ступени в БД (м³/сут)	85,3-87,9
НАСОС:	
Развиваемое давление (атм)	198,22
Мощность (кВт)	40,109
К.П.Д. (%)	49,13
Нагрев ГЖС (°C)	5,45
ДАВЛЕНИЕ (атм):	
Пластовое, приведен. к верхн. отверст. перф.	200.00
Забойное	52,1
На входе в насос	24,39
На нагнетании насоса	222,61
Буферное	10.00
Затрубное	9.50

Продолжение таблицы 6

Коэффициент естественной сепарации (доли единиц)	0.34
Объемное газосодержание на входе в насос (после сепарации) (доли единиц)	0.03
Длина до динамического уровня (Динамический уровень) (м)	2451,14 (2106,29)
Рзабойное / Рнасыщения	0.47

Так как в большей степени на общие затраты энергии при работе установки электроцентробежного насоса влияют потери в ЭЦН и в погружном электродвигателе, необходимо провести правильный подбор ПЭД. Для сравнения была смоделирована работа установки электроцентробежного насоса с различными двигателями в программе «NovometSel-Pro», результаты представлены в таблице 7. В качестве двигателей использовались модели имеющиеся в каталоге ПЭДН 56-117-1400; ПЭДН50-117-1450; ПЭДН45-117-1400.

Таблица 7- Результаты моделирования работы различных погружных электродвигателей

Параметр	ПЭДН56	ПЭДН50	ПЭДН45
КПД (%)	0,83	0,85	0,85
Температура обмотки (°C)	132,06	124,54	137,05
Макс температура обмотки (°C)	170	170	170
Нагрев ГЖС(°C)	2,15	1,85	1,8
Сила тока (А)	28,9	23,93	24,99
Кабельная линия (макс. допуст. температура жилы удлинителя 230.0 °C):			
Необходимая длина теплостойкого удлинителя (м)	602,5	542,5	542,5
Макс. температура жилы удлинителя(°C)	119,45	116,29	116,82
Потери мощности в кабельной линии (кВт)	9,68	6,61	7,21
Потери напряжения в кабельной линии (В)	183	150,9	157,6

Для выбора оптимального ПЭД была рассчитана суммарная активная мощность потребляемая из сети при использовании разных двигателей.

Используя КПД двигателей и мощность на валу двигателя (P_2), по формуле 5 была найдена активная мощность потребляемая двигателями. Далее были определены общие затраты электроэнергии при эксплуатации УЭЦН с разными погружными электродвигателями (сумма активной мощности потребляемой из сети двигателем (P_1) и потери мощности в кабеле из таблицы 7). Изменение сечения кабеля нецелесообразно экономически, поскольку кабель КБП 3*16 обладает током экономически целесообразного увеличения сечения кабеля 35А, что превышает номинальный ток требуемого двигателя. Результаты расчетов представлены в таблице 8.

Таблица 8- Результаты расчетов электропотребления в зависимости от различных ПЭД

Параметр	ПЭДН56	ПЭДН50	ПЭДН45
Номинальная мощность (кВт)	56	50	45
Номинальное напряжение (В)	1400	1450	1400
Сила тока (А)	28,9	23,93	24,99
КПД (%)	0,83	0,85	0,85
Коэффициент загрузки	0,716	0,802	0,892
P_1 (кВт)	48,32	47,19	47,19
Потери мощности в кабельной линии (кВт)	9,68	6,61	7,21
Суммарная активная мощность из сети (кВт)	58,00	53,80	54,40
Потери мощности в двигателе (кВт)	8,21	7,07	7,07
Удельные энергозатраты (кВт·час/м ³)	16,7	15,49	15,66

Сравнивая результаты полученные в ходе расчета электропотребления различных двигателей для выбранного насоса, было определено, что наименьшие удельные энергозатраты наблюдаются в двигателях ПЭДН45-117-1400 и ПЭДН50-117-1450. ПЭДН 50-117-1450 обладает меньшими потерями мощности в кабельной линии в виде тепловых потерь, за счет повышенного номинального напряжения двигателя и как следствие меньшими удельными энергозатратами.

Конечная глубина спуска установки была проверена на изгиб погружного оборудования с учетом НКТ. Оптимальная глубина спуска с учетом инклинометрии и свободного газосодержания составляет 2700м. Прогиб в месте подвески 0,0 мм/10м, угол отклонения от вертикали 30,6 градусов. График прогибов представлен на рисунке 15.

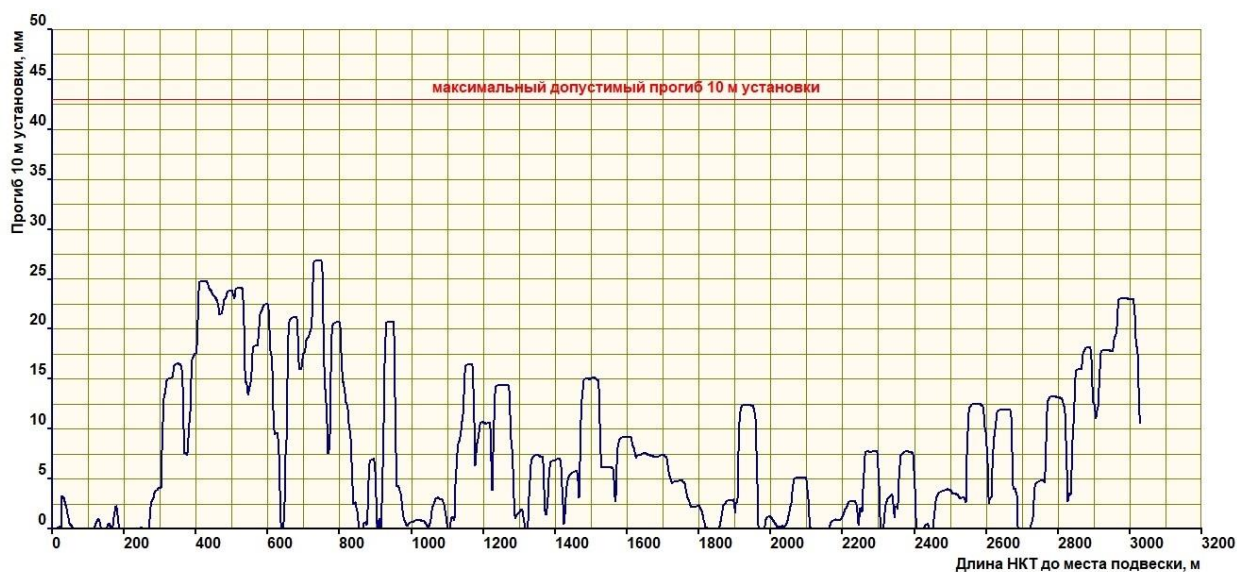


Рисунок 15- График зависимости прогиба установки от длины НКТ при спуске

Далее было проведено сравнение удельных энергозатраты ПЭДН50-117-1450 с вентильным двигателем того же габарита ПВЭДН50-117-1870, номинальные параметры которого следующие: $I_{\text{ном}} = 17,1 \text{ А}$; $U_{\text{ном}} = 1870 \text{ В}$; КПД= 92,6 %; $\cos \varphi = 0,95$.

По формуле (5) $\eta = \frac{P_2}{P_1}$ активная мощность потребляемая двигателем $P_1 = 40,11 / 0,926 = 43,31 \text{ кВт}$. По формуле (6) $\cos \varphi = \frac{P_1}{S}$ полная мощность $S = 43,31 / 0,95 = 45,6 \text{ кВА}$.

Сопротивление кабеля по формуле 8:

$$R = \frac{\Delta P_{\kappa}}{3 \cdot I_{\text{расч}}^2} = \frac{6610}{3 \cdot 23,93^2} = 3,85 \text{ Ом} \quad (8),$$

где $I_{\text{расч}} = 23,93 \text{ А}$ - сила тока при работе двигателя ПЭД50-117-1450,

$\Delta P_{\kappa} = 6,61 \text{ кВт}$ - потери мощности в кабеле при $I_{\text{расч}} = 23,93 \text{ А}$.

Потери мощности в кабельной линии при использовании вентильного электродвигателя были определены по формуле 9:

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 17,1^2 \cdot 3,85 = 3,37 \text{ кВт} \quad (9)$$

Следовательно суммарные затраты электроэнергии при использовании вентильного двигателя ($P_1 + \Delta P_{\kappa}$) составляют 46,68 кВт. Удельные энергозатраты составляют 13,44 кВт·час/м³, что на 2,05 кВт·час/м³ меньше чем при использовании погружного асинхронного двигателя ПЭДН50-117-1450.

Согласно опытным данным применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности позволяет увеличить коэффициент мощности погружного электродвигателя до 0,98 [29]. Полная мощность затрачиваемая погружным электродвигателем ПЭДН50-117-1450 по формуле 6 $\cos \varphi = \frac{P_1}{S}$ составит $S = 47,19 / 0,98 = 48,15 \text{ кВА}$, следовательно по формуле 10 потери мощности в кабельной линии составят:

$$\Delta P_{\kappa} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{(48,15 \cdot 1000)^2}{1450^2} \cdot 3,85 = 4,25 \text{ кВт} \quad (10)$$

В результате использования внутрискважинного компенсатора реактивной мощности суммарная мощность потребляемая из сети составит 51,44 кВт, что уменьшит энергопотребление на 2,36 кВт для того же погружного двигателя ПЭД50-117-1450.

Полученные результаты по затратам на электроэнергию представлены в таблице 9.

Таблица 9- Удельные энергозатраты при различной конструкции двигателей

Параметр	ПЭДН50	ПЭДН50+ВКРМ	ПВЭДН50
Суммарная активная мощность из сети (кВт)	53,80	51,44	46,68
Удельные энергозатраты (кВт · час/м ³)	15,49	14,8	13,44

В таблице 10 приведены показатели, которые необходимо учитывать при подборе оборудования (электроцентробежного насоса; погружного электродвигателя; кабельной линии) и режима его работы.

Таблица 10 -Показатели влияющие на параметры работы УЭЦН

Параметр	Показатели влияющие на параметр
<i>Насос</i>	
Исполнение (среда эксплуатации)	- Физические свойства пластовых флюидов - Температура в зоне подвески ЭЦН
Глубина спуска	- Инклинометрия скважины - Свободное газосодержание на входе в насос
Габарит и напор ЭЦН	- Работа насоса в точке максимального КПД - Обеспечение требуемого дебита - Внутренний диаметр скважины
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Исполнение (среда эксплуатации)	- Физические свойства пластовых флюидов - Температура в зоне подвески ЭЦН
Габарит	- Внутренний диаметр эксплуатационной колонны - Габарит электроцентробежного насоса
Мощность	-Коэффициент загрузки 70-90% от номинальной мощности - Максимально возможное напряжение -Высокое значение коэффициента полезного действия -Высокое значение коэффициента мощности
<i>Кабельная линия</i>	
Сечение жилы	- Требуемая сила тока; -Экономически целесообразный ток
Длина	- Глубина подвески ЭЦН -Длина теплостойкого удлинителя зависит от температуры в зоне подвески ЭЦН

Можно сделать вывод, что установка электроцентробежного насоса состоит из двух подсистемы гидромеханической и электромеханической, которые являются взаимосвязанными. Общая эффективность работы установки зависит от эффективности работы каждой подсистемы в отдельности.

- 1) Применение ЭЦНДИ и глубина подвески с нулевым прогибом обеспечат высокий ресурс работы установки для данных условий эксплуатации.
- 2) Работа насоса с максимальным КПД в рабочем диапазоне обеспечит высокий ресурса его работы, а также максимальную энергоэффективность насоса.
- 3) Выбор ПЭДН50-117-1450 обеспечит наименьшие энергозатраты равные 15,49 кВт·час/м³.
- 4) Применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности или вентильного электродвигателя позволит сократить затраты электроэнергии на 2,36 кВт и 7,12 кВт соответственно.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, получившие допуск медицинской комиссии к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку на рабочем месте под руководством специально назначенного лица.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда в следующем порядке:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы минимум один раз в 6 месяцев – повторный;
- внеплановый, в случае перерыва в работе более 60 календарных дней, при изменении правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, а также при нарушении требований безопасности труда.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II [52].

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочему выдаются СИЗ согласно приказу Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) для зимнего и летнего времени года [47].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в случае необходимости увеличения продолжительности, вахта может быть увеличена до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Работникам положены надбавки за вахтовый метод работы, при работе в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностям устанавливаются районные коэффициенты и выплачиваются процентные надбавки. Ежегодный отпуск для лиц работающих в районах Крайнего Севера составляет 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней [53].

Организация рабочего места рабочих в службе добычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ.

Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов.

Рабочие места должны быть достаточно освещены.

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии.

Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении[52].

5.2 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе добычи нефти. Перечень опасных и вредных факторов при добыче нефти и газа представлен в Таблице 14.

Таблица 14-Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1.Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны; 2.Повышенный уровень шума; 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4.Повышенная запыленность и загазованность; 5.Повреждения в результате контакта с насекомыми;	6.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 7.Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 8.Пожаро-взрывоопасность;	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений[39]. Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [42]. Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [44]. Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [45]. Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания [46]. Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [37]. Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [50]. Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [51].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы

ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$, при продолжительности излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [38].

Средствами защиты от перегрева головы солнечными лучами могут выступать различные головные уборы.

В зимнее время происходит значительное снижение температуры окружающего воздуха, что может повлечь обморожение незащищенных частей тела при проведении работ. Результатом переохлаждения организма являются различные заболевания (ангина, пневмония и тд.), снижающие иммунологическую сопротивляемость организма.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время работников обеспечивают тёплой спецодеждой [40].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал спецодежды обладает защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, характеризуется стойкостью к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям и легко очищается от них [41].

Повышенный уровень шума

В процессе добычи нефти и газа используются различные приводы и механизмы, издающие различные шумы различной частоты и интенсивности. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [42]. Для уменьшения шума на объектах необходимо использовать различные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные вкладыши, противошумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [43].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда, поскольку недостаточное освещение может искажать информацию и вызывать утомление.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [44]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. При добыче нефти используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Производственные помещения должны обладать освещенностью проходов и лестниц не менее 100лк. Для рабочей зоны объекта добычи нефти норма средней горизонтальной освещенности составляет не менее 50 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе добычи нефти могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованности с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [45]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

При проведении полевых работ на нефтегазовом месторождении обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают клещи при кровососании. Существует два способа защиты от насекомых: механический (конструктивные элементы одежды) и химический (инсектицидные, акарицидные и репеллентные средства, для обработки материалов, используемых для изготовления спецодежды)..

В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противовирусные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу [46].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе добычи нефти возможно использование движущихся машин таких как ППУ, АДПМ и тд., в следствии неисправности оборудования возможны его срывы и падения. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное [37].

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются [52]:

- 1) рукавицы брезентовые;
- 2) сапоги резиновые и кожаные;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) очки защитные;

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. При эксплуатации скважин с

УЭЦН, подача энергии к погружному электродвигателю осуществляется через силовую кабель, проходящий по поверхности.

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления станции управления и трансформатора;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [50].

Пожаровзрывоопасность

Пожары— возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [37].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются

в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [40].

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [43].

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника [44].

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [37]:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [48], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [49].

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами;

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места [51].

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом [54].

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [55].

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [56].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [57].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа: наводнения, снежные бури, ураганы, лесные пожары, ГНВП, возгорание ГСМ.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопрооявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

-Оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

- Покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

- Обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности [52].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы была сформулирована задача оптимизации режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭНЦ, с обоснованием критерия и параметров оптимизации.

Было установлено, что энергоэффективность, затраты на ремонт оборудования, объем добываемого флюида, стоимость реализуемой продукции определяют критерий оптимизации работы установки электроцентробежного насоса.

Рассмотрены технологические решения, направленные на повышение ресурса работы установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях и повышения энергоэффективности.

Проведен анализ подбора оптимального режима работы УЭЦН, который обеспечит высокую эффективность работы электроцентробежного насоса и погружного электродвигателя при требуемом дебите скважины.

Правильно выбранная конструкция и исполнение электроцентробежного насоса в зависимости от среды работы, а также глубина подвески в зоне нулевых прогибов, обеспечивают высокий ресурс работы. Работа насоса в рабочем диапазоне с максимальным КПД обеспечивает наибольшую энергоэффективность работы гидромеханической системы. Подбор погружного электродвигателя с минимальными потерями мощности определяют энергоэффективность электромеханической системы и в совокупности всей установки. Применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности и вентильного двигателя позволяют эффективно снижать потери электроэнергии при тех же значениях мощности, подводимых к насосу. Применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности или вентильного электродвигателя позволит сократить затраты электроэнергии на 2,36 кВт и 7,12 кВт соответственно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соловьев И. Г. Гибкие автоматизированные технологии нефтедобычи. Концептуальные основы и системные принципы / Соловьев И. Г. // Вестник кибернетики.- 2004. - №3.- С. 136-138.
2. Ивановский В.Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добычных возможностей с помощью частотных преобразователей / Ивановский В.Н. // Производство и эксплуатация УЭЦН: Докл. XII Всеросс. техн. конф. - Альметьевск, 2004.
3. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения / Генералов И.В.// Автореф. дис... канд. техн. наук. - Уфа, 2005. - 20 с.
4. Букреев В.Г. Стратегия управления электротехническим комплексом механизированной добычи нефти на основе экономического критерия/ Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю., Сипайлов В.А. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.- 2017.-№3.-С. 75-84.
5. Сипайлов В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти / Сипайлов В.А. // Автореф. дис... канд. техн. наук.- Томск, 2009.- 19 с.
6. Деньгаев А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей: Дис... канд. техн. наук: 25.00.17. — 160 с.
7. Смородов Е.А. Методы повышения надежности и эффективности технологического и энергетического оборудования добычи и транспорта нефти и газа: Дис... д-ра техн. наук: 05.02.13, 05.26.03. — Уфа, 2004. -317 с.
8. Фролов С.В. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем разработки и внедрения методики подбора и оптимизации работы оборудования: Дис... канд. техн. наук.- Москва, 2005.- 139 с.

9. Скважинные насосные установки для добычи нефти / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С.– М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.– 824 с.

10. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» / Агеев Ш.Р., Джалаев А.М., Золотарев И.В., Ермакова А.С., Пошвин Е.В. // Бурение и нефть.-2013.- №10.

11. Корабельников М.И. Об основных причинах отказа УЭЦН и методах увеличения наработки на отказ на месторождениях Западной Сибири / Корабельников М.И., Корабельников А.М. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. - 2015.- С. 241-249.

12. Якупова А.М. Причины образования и методы удаления солеотложений в промысловой практике эксплуатации скважин / Якупова А.М. // В книге: Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири.- 2017.- С. 34-37.

13. Шангараева Л.А. Условия и особенности образования отложений солей на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Шангараева Л.А., Петухов А.В. // Записки Горного института.- 2013.- С.112-115.

14. Ялалов А.А. Методы борьбы с механическими примесями / Ялалов А.А. // В сборнике: Наука и современность -2017 сборник материалов LIМеждународной научно-практической конференции.- 2017.- С. 139-144.

15. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО / Рочева Е.В. // Новая наука: От идеи к результату.- 2017.-С.40-42.

16. Апасов Г.Т. Протекторная защита от коррозии насосного оборудования и НКТ /Апасов Г.Т., Апасов Т.К., Порожняков Д.В. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся

ВО, аспирантов и ученых.-2015.-С.283-291.

17. Абраменко Е.В. Анализ методов борьбы с коррозией при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами / Абраменко Е.В // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых.-2015.-№1.-С.96-99.

18. Сарычева Д.А. О повышении эффективности эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / Сарычева Д.А., Вахитова Р.И. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.-2015.-№2.-С. 91-98.

19. Трулев А.В. Новые погружные центробежные насосы со ступенями из серого чугуна в двухпорном исполнении / Трулев А.В., Сабиров А.А., Сибирев С.В. // Инженерная практика.-2017.-№5.

20. Ткачев С.В. Новые технологии BAKERHUGHES в области механизированной добычи / Ткачев С.В. // Инженерная практика.-2017.-№9.

21. Шуголь А.А. Опыт применения защитных решений MAJPRPASC на коррозионном добывающем фонде и скважинах системы ППД /Шуголь А.А. // Инженерная практика.-2017.-№4.

22. Сармотин А.Л. Выполнение программы ОНР на осложненном фонде скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Сармотин А.Л. // Инженерная практика.-2017.-№4.

23. Лавриенко А. Современные технологии для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания / Лавриенко А. // Инженерная практика.- 2016.-№4.

24. Апасов Т.К. Протекторная защита от коррозии в скважинах с УЭЦН / Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Порожняков Д.В., Саранча А.В. // Современные проблемы науки и образования.-2015.-№2.-С.65.

25. Агеев Ш. Высоконадежные центробежные установки для добычи нефти в осложненных условиях / Агеев Ш., Куприн П., Мельников М., Перельман О., Пещеренко С., Рабинович А. // Бурение и нефти.- 2006.-№4.- С.30-33.

26. Ивановский В.Н. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов / Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Донской Ю.А., Булат А.В., Зуев А.С., Якимов С.Б. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.-2016.-№4.-С. 25-30.
27. Катаев А.А. От качественных магнитов- к энергоэффективным вентильным электродвигателям ООО «ЭПУ-ИТЦ» / Катаев А.А., Хузин А.Р. // Инженерная практика.-2017.-№9.
28. Камалетдинов Р.С. Применение приводов УЭЦН на основе вентильных электродвигателей / Камалетдинов Р.С. // Бурение и нефть.-2007.-№1.-С. 56-57.
29. Копырин В.А. Погружные насосные установки с повышенным коэффициентом мощности / Копырин В.А. // В сборнике: Энергосбережение и инновационные технологии, материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов.-2015.-С. 45-48.
30. Золотарев И.В. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН / Золотарев И.В., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В. // Бурение и нефть.-2013.-№9.
31. Радкевич В.Н. Оценка целесообразности замены малонагружаемых асинхронных электродвигателей нерегулируемых электроприводов / Радкевич В.Н. // Актуальные проблемы СНТК 69.- С. 127-130.
32. Ивановский В.Н. Проектирование и исследование характеристик степеней динамических насосов / Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С., Донской Ю.А., Кривенков С.В., Соколов Н.Н., Кузьмин А.В. // Учебное издание для научно-исследовательской работы магистрантов по направлению – «Проектирование машин и оборудования для эксплуатации нефтяных и газовых скважин»– М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2014
33. Абдуллаев Г.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов / Абдуллаев Г.А. // Академический журнал Западной Сибири.-2016.-№5.-С.4-5.

34. Федосеева Н.М. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин / Н.М. Федосеева, А.А. Павловский, А.Л. Колосова – М.: ПО "Чертановская типография", 1987. - 102 с.

35. Об утверждении единых норм времени на подземный (текущий) ремонт скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 27.04.2019).

36. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 27.04.2019).

37. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

38. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

40. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

41. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

42. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.)
43. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.)
44. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.)
45. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
46. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
47. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).
48. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
49. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

50.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

51. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

52.Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

53. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

54.ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

55.РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

56.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

57. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

58. Takacs G. Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance. Elsevier, USA.- 2009.

59. Betonico G.C. Determination of the temperature distribution of ESP motors under variable conditions of flow rate and loading / Betonico G.C., Bannwart, A.C., Ganzarolli, M.M. // Journal of Petroleum Science and Engineering 129.-2015.,110-120.

60. Vieira T.S. Analytical study of pressure losses and fluid viscosity effects on pump performance during monophasic flow inside an ESP stage / Vieira T.S., Siqueira J.R., Bueno A.D., Morales R.E., Estevam V. // Journal of Petroleum Science and Engineering 127.- 2015. 245–258.

61. High-Efficiency Pumps for the REDA electric submersible pump system. Schlumberger, 2015.

62. Brahmi Hichem Lessons learned from electrical submersible pumps installed in high-salinity and corrosive reservoir, TAGI formation /Brahmi Hichem // SPE PRODUCTION AND OPERATION.-2018, 913-927.

63. Takacs G. Operation, monitoring, and surveillance of electrical submersible pumping systems / Takacs G // Electrical submersible pumps manual: design, operations and maintenance, 2nd edition.-2018, 367-404.

Приложение 1

(справочное)

Optimization of the well operation modes in the abnormal operating conditions at the X oil field

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Хохлов Алексей Леонидович		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Introduction

Nowadays, the most industrial activities depend on oil, either as a source of energy or as a raw material for a product. The efforts to achieve the current status have been hard and challenging, since they consist of an activity that involves numerous harsh particularities, thus requiring great knowledge and practical expertise. For the oil and gas sector, the development of the artificial lifting technologies is one of the pillars that have allowed massive oil exploitation, rushing the daily production of derivatives. Although there are several elevation methods, the gas-lift and the electrical submersible pump (ESP) are interesting to the oil production due to the high flow rates, the latter being the subject covered in this work. The ESP system involves several areas of knowledge and designing its equipment for the system is not trivial [58].

Innovation in the ESP area has been marked mostly by a gradual product line development of each manufacturer. In addition, it required great efforts by experts to redraw established projects. Nowadays, the advances throughout the years have guaranteed enough technology for using the ESP in the new Brazilian pre-salt wells, enhancing production by assuring a wider control range of the well (Schlumberger, 2016). Since the ESP is already used in situations that were once avoided and problematic for its operation, the use of ESP as a method of lifting has already increased by 10% the world's crude oil production [58].

Due to its design, the ESP is ahead of other methods in terms of lifting capacity over high flow rate levels, which is the current foremost reason for being used in the pre-salt regions. Therefore, its use is usually applied in situations involving high volumes of production. Its application becomes interesting above 1000 daily barrels of oil, but the technology of the existing equipment can already operate with production rates ranging from 200 to 96000 BPD. However, it is not just the high flow rates that make the ESP economically attractive; its use is also preferred in the situations where the fluid has high viscosity and a high temperature [58,59].

The ESP system is composed of an electric motor dwelling inside the production tubing of the well, which is powered by a subsurface power cable connected to the surface facilities. The motor is coupled to a multistage centrifugal pump that is responsible for the pumping of the fluid itself. In this system, the electrical energy is transformed into mechanical energy by the use of the motor and thus transmitted to the fluid in the form of pressure by means of a centrifugal pump. Therefore, to portray this system properly, it is necessary to understand both the electric power system and the mechanical part that restricts the fluid lifting.

The subsea power cable runs between the casing and the production tubing, going down from the surface to motor terminals. Since the motor is the deepest ESP component along the tubing, it takes advantage of the flow rate of the extracted fluid to perform external cooling. The connection between the motor and the pump is made by a mechanical seal that protects the engine, preventing the contamination of the motor oil by the production oil. Above this seal and before the pump, there is a gas separator at the pump intake. This part allows the fluids from the well to enter the pump with the least amount of gas. Finally, there is a multistage centrifugal pump to raise the fluid to the surface.

The power cable and the production tubing are connected to the wellhead. The junction (or vent) box connects the surface cable to the subsea power cable. Moreover, the surface cable is connected to the switchboard, where there is other electrical equipment for the ESP control, including the VFD.

CHAPTER 1. Key Elements

The key components are presented below in order to comprehend the ESP system studied throughout this paper.

1) The subsea power cable.

The operating temperature is the main factor limiting the operation of the cables since the lifetime of the materials that compose the insulation generally decreases by 50% with every 10°C increase. Furthermore, the presence of oil and other hydrocarbons around the cable makes it possible that these elements penetrate into the layers of the cable due to the fluid pressure around the cable surface. In this occurrence, the gases can disperse along cable length, which then damages the insulation. This degradation occurs when the gas bubbles reach lower well depths where the external pressure is lower than the inside pressure, allowing the bubbles to expand and be released into the environment [58].

2) An electric motor

Nowadays, there are motors in the range of 2800 HP, fed by 250 A and 8 kV. A feature of the motors used in ESP is that the ratio between its length and its diameter is very high, reaching the incredible ratio of 100 (22 m/22 cm). Thus, possible vibrations on the shaft may result in twisting of the shaft, when considering that its weight can reach 6 tons [61].

The IM is still filled with the dielectric oil, which helps in the isolation of its parts, lubricating the rotor bearings and also acts as an internal cooling mechanism: it conducts heat from the internal to the external environment. To ensure dielectric oil circulation, the equipment is built with a hollow shaft and a filter is still used to guarantee that the oil in contact with motor parts has its characteristics retained.

3) The seal section

In an ideal situation, it is desirable that the ESP motor is fully sealed against substances in its surroundings. However, the IM has its interior filled with high dielectric strength oil that expands due to the high operating temperature. If the IM was totally sealed, even its casting might explode due to internal pressures generated

in a situation of high temperature variation. Thus, the seal is designed to equalize the motor internal pressure with its external pressure (inside the well) so that the motor will not be damaged and to protect against fluids that pass through its surroundings. In addition, it connects the motor shaft at the bottom of the seal with the pump housing at the top of the seal and, through its thrust bearing, allows the absorption of axial thrusts generated during pump operation.

4) The gas separator

On systems that operate with low pressure on the bottom of the well or with a high gas-oil ratio, it is necessary to use a gas separator to remove the existing gases before the fluid enters the centrifugal pump. The use of this separator is fundamental to the proper functioning of the pump. It would quickly be damaged due to cavitation process, that is, the existing bubbles would collapse in the housing, damaging the equipment. This results in a reduction of pump performance and in oscillations in the system operation that will sustain until the pump is not able to provide enough pressure/flow to the fluid and it breaks.

5) The centrifugal pump

The centrifugal pump adds kinetic energy to the fluid to increase its speed and boost it to the surface. In high power systems with long production tubing, multistage centrifugal pumps are used to achieve the required flow rate for operation. If it is necessary because of too many stages and the pump housing length is exceeding 8m, in general, up to three pumps can be connected in series. The reason to use a maximum of three pumps is due to the maximum power restriction that the ESP shaft holds, the maximum allowable inner pressure in the housing, and the maximum weight capacity that the seal's thrust bearing supports [60].

6) The surface equipment

The wellhead gives support and must function as a seal for both the production tubing and the subsea power cable. It is common to use connectors to link the subsea power cable that stays within the tubing with the part of the cable that is exposed on

the rig surface. This is accomplished to operate with the higher internal pressure at the wellhead.

A role of utmost importance made in the junction box is to prevent the gas (that comes along with the subsea power cable) to come into contact with the surface equipment. Therefore, the box must be ventilated (hence the reason of why it is also known as a vent box) with an ingress protection able to work exposed to the weather. At the switchboard, every step of command, control and protection of the system is performed. The main equipment that performs these functions within this system are: a circuit breaker, contactor, relay and VFD. The protections that are normally implemented in the digital relay are: undercurrent, over current, phase unbalance and locked rotor. Commonly, the rig operator monitors the wellhead pressure and the output current of the VFD to follow the ESP operation, without directly worrying about other electrical quantities.

7) The miscellaneous down hole equipment

There are many types of additional equipment that play a crucial role for ESP operation. Herein it is highlighted only the check valve, pressure and temperature sensors, centralizers and the drain valve.

CHAPTER 2. Abnormal operating conditions

The ESP pump could not run perfectly in all well conditions as a result of the many issues that created problems for most ESPs installed in GSA wells. The majority of the problems were related to:

- Salt deposition;
- Corrosion;
- Quality of dilution water.

In fact, GSA is continuously confronting many challenges related to corrosion phenomena originating from high salinity water and is trying to discover all possible outlets. Therefore, the solutions considered by the company so far also have been presented in this paper; the aim is to highlight the gain achieved by improving ESP performance in GSA wells and ultimately decrease well interventions for ESP replacement with associated cost-saving and production-downtime reduction.

-The presence of water in the wellbore has deteriorated the ESP run life considerably, incorporating new issues to deal with (salt deposit and corrosion).

-Changing ESP cable material and considering increasing freshwater-injection line diameter to 1=2 in. are effective solutions.

-Forty-three total failures on 20 wells have been experienced within 10 years, mainly because of corrosion. Even though measurements were taken by the company to improve ESP reliability in this challenging environment, high salinity and corrosion still penalized ESP run life [62].

Corrosion and Scaling Tendencies

The presence of high-salinity water encourages corrosion phenomena that can severely damage the completion and the ESP assembly.

Corrosion issues have been observed in almost all wells in which work over has been executed for ESP replacement. Corrosion also has been observed in surface facilities. GSA fields present a very challenging environment for down hole-completion materials:

- Reservoir water with high salinity up to 350 g/L and related halite-deposition problem;
- Presence of CO₂ in reservoir fluids;
- Service/dilution waters with scaling problems, mainly carbonates and gypsum;
- Aerated water used to dilute salt and to increase oxygen content down hole;
- Presence of bacteria in water-producer wells.

O₂ Corrosion Risk. The solubility of oxygen in aerated water decreases with temperature and salinity. Reservoir fluids are oxygen-free. If the production fluid is contaminated with oxygen, the effect on corrosion phenomena can be severe, and a careful assessment is required.

In GSA, water used for salt dilution from the Miocene/Pliocene exceeds the limit values of oxygen present. This water should be treated against this issue by:

- Using a proper oxygen scavenger injected into the skid;
- Avoiding putting it in contact with air before the injection of the chemical product;

Most oil producers equipped with ESPs are characterized by very aggressive corrosion effects caused by the aerated Miocene/Pliocene water used to dilute the TAGI formation water (very salty) in the equipped ESP wells. Unfortunately, the Miocene/Pliocene water that is used without any chemical additives is only filtered to remove solid impurities.

Salt/Halite Deposition. A common problem in the North Africa fields is the presence of halite scale [sodium chloride (NaCl)] in produced water.

For all GSA wells, whether natural-flowing or ESP wells produced from TAGI reservoirs, after TAGI water breaks through, the self-scaling halite problem begins. Salt plugs start to precipitate and then halite dynamically deposits in production tubing; liquid flow could be restricted consequently. Because of the high-salinity nature of this fluid, water is prone to severe salt precipitation, which then leads to a deposition risk when it is being produced. The main production-chemistry and flow-assurance challenge with most TAGI producers is the precipitation of halite.

Small amounts of oxygen, water, and chlorides can ruin a chrome-tubing completion in a few months. This is the main reason to treat dilution water with respect to O₂. It could be useful to evaluate corrosion inhibition against chlorides in the case of chrome completions.

Modifications on Well-Completion Configuration.

There was a continuous effort to improve well-completion configuration for the aim of mitigating severe salt deposition down hole because of the challenges faced since the first ESP installation in company wells.

The system is composed of an injection line running along the tubing and electrical cable, crossing the ESP packer through special ports, and connecting to a dedicated injection-mandrel SPM below the ESP string. Because the primary objective is to bring fresh water in front of the perforations, the injection mandrel is connecting to a tail pipe of 1.66 in.

The idea of adopting the installation of a dilution system was by running one 3=8-in. line. Afterward, because of the bad quality of injected water, precipitations of calcium carbonates inside the injection line started to engender serious problems. Progressing injection pressure originated by plugging led to the incapability of injecting sufficient water rate to dissolve salt. Therefore, it became mandatory to run a 1=2-in. line instead. However, because CaCo₃ precipitations persist, salt buildup is very quick in some wells. Low dilution-rate still takes place when consequent ESP shutdown on under load or overload caused by plugging upstream or downstream of the intake of the pump occurs. This issue led to some work over interventions to change the completion—in particular, when dilution stops completely and there is no way to put it back in service.

As a result, the company decided to add an extra dilution line, the main for the usual water dilution and the backup used in case of total plugging of the main or to increase water rate or for chemical injection if needed.

For all the installations, the following steps are being considered to ensure the best service quality of water injection:

- Secure continued water injection from the first day of completion—availability of injection skid.
- Inject chemical inhibitors to avoid scale deposits to plug the capillary injection line.
- Use oxygen scavenger to minimize O₂ content in Miocene/Pliocene water in dilution skid, and evaluate the use of corrosion inhibitor in dilution water.
- Use a proper corrosion inhibitor during acidizing operations of wells to mitigate corrosion.
- Improve the monitoring of pressure and injection rates by issuing daily monitoring reports.

Well-Completion Assembly-Materials Upgrade.

A general upgrade of the materials of well completions has generated a significant improvement on the run life of the whole system. Actions are still ongoing to further improve the resistance to down hole corrosive environments.

Tubing and Tail-Pipe Upgrade. BRN wells, particularly those completed at the TAGI reservoir level, are potentially exposed to salt-deposition issues. The findings of a study conducted by the company on the different types of tubing metallurgies used for wells that target high-salinity formations proved the following:

- Carbon steel is highly susceptible to uniform and localized corrosion; tubing and tail-pipe metallurgy already have been upgraded; to Super 13Cr to address corrosion issues.
- The Super-Martensitic stainless steel is not immune to corrosion in Algerian well conditions because a slight tendency toward localized corrosion is possible. Super-Martensitic steel with higher content of Mo and Ni (SM S13Cr) showed a higher corrosion resistance and is considered the most suitable metallurgy for the field. However, for economic constraints, this solution has not been adopted yet.

- Martensitic with 13Cr and also Martensitic with 15Cr are considered not suitable for this environment for their high susceptibility to localized corrosion at high-salinity values.

- Duplex stainless steel also gave satisfactory corrosion resistance.

- The use of the Super-Martensitic with chemical composition equivalent to SMS₁₃Cr (high Mo and Ni content) represents an acceptable compromise. Better resistance to erosion/corrosion is ensured with respect to carbon or Martensitic steel.

- Moreover, the localized corrosion, which depends mainly on the salinity value, is expected to be not so high if the NaCl content remains approximately equal to or less than 300 g/L.

Further Requirements To Improve Surface-Equipment Performance:

- Placing a large fan on the VSD skid to help with air circulation, powered by the generator;

- Over sizing the VSDs using kVA the derating methods to lower internal temperatures;

- Constructing large enclosures around the skid and using air conditioning to cool the VSDs;

- Changing the VSD internal thermostat from 60 to 90C to avoid shutdowns during summer when very high temperature causes VSD overheating;

- Auto restart system for the backup generator in case the first one shuts down to allow remote restart [62].

CHAPTER 3. Pump Performance Curves

The performance of ESPs is characterized by the pump performance curves. These are plotted in the function of the pumping rate and represent:

- the head developed by the pump;
- the efficiency of the pump;
- the mechanical power [brake horsepower (BHP)] required to drive the pump.

These curves are experimentally obtained with freshwater at an operating temperature of 60⁰ F. Tests on submersible pumps are made by driving the pump at a constant rotational speed, usually 3,500 RPM for 60 Hz service. This is the speed generally assumed as the actual speed of a fully loaded ESP motor having a synchronous speed of 3,600 RPM. Experiments with other fluids or speeds must be corrected to these standard conditions using the affinity laws. All the realization parameters must represent the operation of one or a specified number of pump stages clearly indicated on the chart.

Performance curves of pumps in 50 Hz service are typically published for a fixed rotational speed of 2,917 RPM. This number was chosen based on a misunderstanding of slip in electric motors, using the concept of the «percentage slip». It was erroneously assumed that motor slip is found as a percentage of the synchronous speed. Slip (defined as the difference between the motor's synchronous and actual speeds), however, depends on motor voltage and torque loading only. This means that the same motor at the same pump load will have the same amount of slip, independent of the electric frequency. The synchronous speed of ESP motors at 50 Hz service being 3,000 RPM, the actual full-load motor speeds must be around 2,900 RPM or even less for small-diameter motors.

The sample curves shown in figure 1 represent the realization of one stage of a given pump design. Pump performance curves include the head developed by the pump, the power required to drive the pump, and the efficiency of the pump, all in the function of the pumping rate. The performance parameters belonging to the BEP

represent the criteria for an optimum utilization of the pump, around which the recommended range of operation is indicated [63].

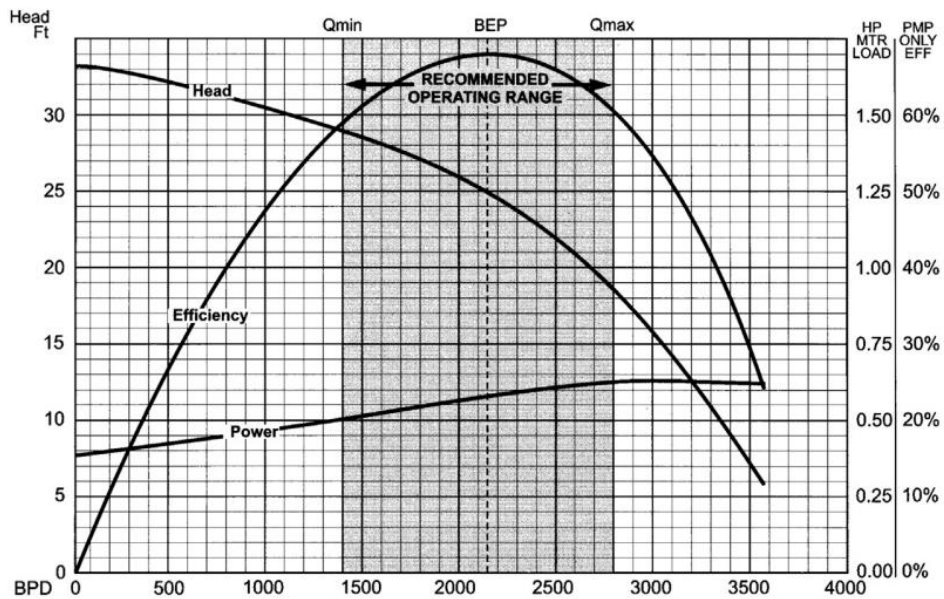


Figure 1- Example performance curves of an ESP

A variance in realization as compared to published performance curves can exist from one pump to another of the same design and the same manufacturer because of manufacturing tolerances and other factors. The accepted tolerances between published curves and actual pump performance are specified as follows [63]:

- The pump's best efficiency point (BEP) at the nominal flow rate should be at least 90% of the published value;
- The head-flow rate performance curve in the recommended operating range should have a tolerance of 5%;
- The tolerance of pump power-flow rate curve in the recommended operating range should be 8%.