

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.054.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нечаев Данил Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нечаеву Данилу Андреевичу

Тема работы:

Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019 г.
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Игольско-Таловому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ul style="list-style-type: none"> 1.1 Общие сведения о месторождении 1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 1.3 Свойства и состав пластовых флюидов <ul style="list-style-type: none"> 1.3.1 Состав и свойства углеводородов 1.3.2 Состав и свойства пластовых вод 2.1 Коррозия подземного оборудования <ul style="list-style-type: none"> 2.1.1 Протекторная защита от коррозии подземного оборудования 2.2 Отложения солей в скважине <ul style="list-style-type: none"> 2.2.1 Адресное дозирование химических реагентов в скважину 3.1 Погружной центробежный насос 3.2 Гидравлическая характеристика насоса 3.3 Борьба с вредным влиянием газа 3.4 Погружной электродвигатель 3.5 Обратный и сливной клапан 3.6 Наземное оборудование 3.7 Преимущества и недостатки УЭЦН 4.1 Геолого-технические условия месторождения 4.2 Анализ надёжности эксплуатационного фонда скважин 4.3 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними на Игольско-Таловом месторождении <ul style="list-style-type: none"> 4.3.1 Отложения АСПВ 4.3.2 Механические примеси 4.3.3 Отложения солей 4.3.4 Вредное влияние газа 4.3.5 Коррозионный износ 5.1 SWOT-анализ 5.2 Планирование комплекса работ по внедрению КСП 5.3 Бюджет внедрения технологии КСП <ul style="list-style-type: none"> 5.3.1 Расчет материальных затрат 5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование. 5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы 5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 5.3.5 Накладные расходы 5.3.6 Формирование бюджета затрат на внедрение технологии КСП 5.4 Расчет экономической эффективности технологии КСП 6.1 Производственная безопасность
--	---

	6.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации УЭЦН на кустовой площадке 6.1.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего, обслуживающего УЭЦН 6.2 Экологическая безопасность 6.2.1 Охрана атмосферного воздуха 6.2.2 Охрана водной среды (гидросферы) 6.2.3 Охрана земель (литосферы) 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Геолого-физическая характеристика Игольско-Талового нефтяного месторождения; 2. Обзор основных осложняющих факторов при эксплуатации УЭЦН; 3. Общие сведения об УЭЦН; 4. Эксплуатация фонда скважин на Игольско-Таловом месторождении.	Карпова Евгения Геннадьевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность.	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Геолого-физическая характеристика Игольско-Талового нефтяного месторождения;
2. Обзор основных осложняющих факторов при эксплуатации УЭЦН;
3. Общие сведения об УЭЦН;
4. Эксплуатация фонда скважин на Игольско-Таловом месторождении;
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
6. Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нечаев Данил Андреевич		

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

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2019	<i>Геолого-физическая характеристика Игольско-Талового нефтяного месторождения.</i>	10
05.05.2019	<i>Обзор основных осложняющих факторов при эксплуатации УЭЦН.</i>	15
12.05.2019	<i>Общие сведения об УЭЦН.</i>	15
20.05.2019	<i>Эксплуатация фонда скважин на Игольско-Таловом месторождении.</i>	25
10.05.2019	<i>Социальная ответственность.</i>	15
24.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	15
27.05.2019	<i>Оформление работы</i>	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 23 рисунков, 24 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: нефть, скважина, установка электроцентробежного насоса, наработка на отказ, межремонтный период, осложнение, коррозия, солеотложение, ингибитор.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов на Игольско-Таловом нефтяном месторождении.

Целью данной работы является анализ существующих на данном месторождении причин отказов УЭЦН, а также изучение и рассмотрение оптимальных методов для устранения преждевременных отказов.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике.

В процессе исследования был проведен анализ статистики отказов УЭЦН на Игольско-Таловом месторождении, рассмотрены мероприятия по борьбе и предотвращению осложнений, проведен расчет экономической эффективности внедрения капиллярной системы подачи реагента в скважину Самотлорского месторождения.

Степень внедрения: Рекомендуемый метод ингибиторной защиты является перспективным и менее затратным по сравнению с другими методами защиты от осложнений в скважине. Способ характеризуется меньшими затратами ингибитора защиты.

Область применения: фонд добывающих скважин.

Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

УВ – углеводороды;

ВНК – водонефтяной контакт;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

ТРС – текущий ремонт скважин;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

СУ – станция управления;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества;

УДР – установка дозирования реагента;

КСП – капиллярная система подачи;

ВПК - внутритрубный протектор коррозии;

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство;

ГНО – глубинно – насосное оборудование;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ОПИ – Опытно промышленные испытания;

ОАО – открытое акционерное общество;

ТМС – термоманометрические системы;

ФОН – фонтанный способ добычи нефти;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии.

Оглавление

Введение	13
1 Геолого-физическая характеристика Игольско-Талового нефтяного месторождения	15
1.1 Общие сведения о месторождении.....	15
1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	16
1.3 Свойства и состав пластовых флюидов	18
1.3.1 Состав и свойства углеводородов	18
1.3.2 Состав и свойства пластовых вод.....	21
2 Обзор основных осложняющих факторов при эксплуатации УЭЦН.....	23
2.1 Коррозия подземного оборудования.....	25
2.1.1 Протекторная защита от коррозии подземного оборудования.....	30
2.2 Отложения солей в скважине	31
2.2.1 Адресное дозирование химических реагентов в скважину	33
3 Общие сведения об УЭЦН.....	36
3.1 Погружной центробежный насос	37
3.2 Гидравлическая характеристика насоса.....	38
3.3 Борьба с вредным влиянием газа.....	40
3.4 Погружной электродвигатель	41
3.5 Обратный и сливной клапан	45
3.6 Наземное оборудование	45
3.7 Преимущества и недостатки УЭЦН.....	47
4 Эксплуатация фонда скважин на Игольско-Таловом месторождении.....	48
4.1 Геолого-технические условия месторождения.....	48
4.2 Анализ надёжности эксплуатационного фонда скважин.....	50
4.3 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними на Игольско-Таловом месторождении	53
4.3.1 Отложения АСПВ.....	54
4.3.2 Механические примеси.....	55
4.3.3 Отложения солей.....	56
4.3.4 Вредное влияние газа	58
4.3.5 Коррозионный износ	58

5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
5.1	SWOT-анализ	62
5.2	Планирование комплекса работ по внедрению КСП	63
5.3	Бюджет внедрения технологии КСП.....	65
5.3.1	Расчет материальных затрат	65
5.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование.	66
5.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	66
5.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	68
5.3.5	Накладные расходы.....	69
5.3.6	Формирование бюджета затрат на внедрение технологии КСП	69
5.4	Расчет экономической эффективности технологии КСП	70
6	Социальная ответственность	74
6.1	Производственная безопасность	74
6.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации УЭЦН на кустовой площадке	75
6.1.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего, обслуживающего УЭЦН	78
6.2	Экологическая безопасность	80
6.2.1	Охрана атмосферного воздуха.....	80
6.2.2	Охрана водной среды (гидросферы)	81
6.2.3	Охрана земель (литосферы)	81
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
	Заключение	86
	Список использованных источников	87

ВВЕДЕНИЕ

Игольско-Таловое нефтяное месторождение вступило в последнюю стадию разработки, для которой характерны большая выработка запасов и высокая обводненность.

Средняя обводненность составляет более 70%. В связи с этим большая доля отказов УЭЦН приходится на коррозию и солеотложение. Также проявляются другие виды причин отказов, такие как парафиноотложение, полеты, вызванные интенсивной коррозией НКТ и повышенной вибрацией насоса, отработка свыше гарантийного срока, брак оборудования и его ремонта и др.

Высокая выработка залежей привела к большому количеству низкодебитных скважин, поэтому большая часть фонда добывающих скважин переведена с фонтанного способа эксплуатации на механизированный, а именно на УЭЦН. На обеих площадях более 99 % добываемой нефти добывается с помощью УЭЦН. Данный способ эксплуатации является более затратным. Для снижения себестоимости добычи нефти необходимо уменьшить потери от длительных остановок скважин и затрат на текущий ремонт, для этого необходимо увеличить межремонтный период и наработку на отказ оборудования. Чтобы их увеличить необходимо проводить мероприятия по предотвращению и борьбе с данными осложнениями при эксплуатации УЭЦН.

Целью данной работы является анализ существующих на данном месторождении причин отказов УЭЦН, а также изучение и рассмотрение оптимальных методов для устранения преждевременных отказов.

Чтобы достичь данной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Изучить геолого-физическую характеристику Игольско-Талового месторождения;
2. Провести литературный обзор, где рассмотреть природу осложнений и существующие методы борьбы и предотвращения.

3. Дать общие сведения об оборудовании;
4. Изучить основные причины отказов УЭЦН, происходящие на ИТ месторождении;
5. Изучить основные методы борьбы и предотвращения с данными причинами отказов УЭЦН;
6. Рассчитать экономическую эффективность одной из технологий по предотвращению осложнений;
7. Рассмотреть вредные и опасные факторы при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов на Игольско-Таловом нефтяном месторождении.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Информация данной главы удалена, так как содержит коммерческую тайну.

2 ОБЗОР ОСНОВНЫХ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

При механизированном способе добыче углеводородов (УВ) проблема работы погружного оборудования в осложненных условиях является важнейшей. Согласно, проекту разработки Игольско-Талового месторождения к главным осложнениям на данном месторождении при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), относятся коррозия, солеотложение, парафиноотложение, полеты, вызванные интенсивной коррозией НКТ, отработка свыше гарантийного срока, брак оборудования и его ремонта и др. Особенно проявляются коррозия и солеотложения в связи с высокой обводненностью скважин до 75%, а отложения АСПВ проявляются в меньшей степени в связи с высокой пластовой температурой до 93°C.

К геологическим причинам следует отнести свободный газ, воду, отложения солей и парафина, наличие механических примесей [2]. Способы добычи нефти, такие как интенсификация притока, поддержание пластового давления, увеличение нефтеотдачи, являясь по сути технологическими методами [2], могут усиливать или ослаблять факторы, описанные выше. К другой группе можно отнести причины, которые зависят от конструкции скважин и погружных насосов. Внутренний диаметр эксплуатационных колонн, сверхнормативная кривизна ствола скважины, исполнение узлов и деталей погружных установок. Эти осложнения, действуя вместе или раздельно, плохо влияют на технико-экономические показатели эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. [2]

Интенсификация притока в скважины приводит к немалому количеству осложнений, таких как отложение солей в проточной части и на корпусе УЭЦН, засорение и износ рабочих органов центробежного насоса абразивными частичками горных пород и проппанта после ГРП, перегрев узлов по температуре, вредное влияние свободного газа [3]. Для интенсификации

необходимо возрастание напоров насосов и мощностей погружного электродвигателя, а это в свою очередь приводит к значительному увеличению длин установок электроцентробежных насосов— 50м и более, что снижает надежность установок, особенно в скважинах с искривленными стволами. Большие глубины спуска УЭЦН усиливают отрицательное воздействие фактора температур.

Весьма серьезная проблема связана с эксплуатацией УЭЦН, работающих в периодическом режиме. Такой режим работы связан со срывами подачи из-за вредного влияния свободного газа и из-за низкого притока. Скважины, работающие в периодическом режиме, составляют значительную часть фонда.

Аварийные отказы, которые получили название «полёт ЭЦН», происходят из-за расчленения погружных насосов или колонны НКТ, после которых части или весь агрегат падает на забой скважины. Одной из основных причин является повышенная вибрация насосов [4]. Её уровень зависит от особенностей режимов работы, качества изготовления и конструкции УЭЦН. Также увеличению вибрации способствуют повышенное содержание механических примесей, которые вызывают ускоренный износ, и расположение агрегата в области большого искривления ствола скважины.

Тяжелый вывод на режим после остановки при подземных ремонтах и падение значений коэффициентов продуктивности из-за глушения и низких забойных давлений также является серьезным осложняющим фактором. Осложняющие факторы такие, как гидравлическое сопротивление в НКТ, газовый фактор, обводненность, коэффициент продуктивности, пластовое и буферное давление изменяются во времени, что влияет на режимы работы ЭЦН [4]. Они могут происходить монотонно, либо резко. Коэффициент продуктивности достигает минимума при обводненности 50-60%, а затем начинает возрастать, но не принимает значения, как при нулевой обводненности.

Режимы разработки нефтяных месторождений практически не бывают стационарными. То есть сейчас часто применяют нестационарное заводнение,

когда часто планово отключают систему заводнения летом, а зимой наоборот усилено закачивают воду. Вследствие этого добыча скважин значительно меняется в коротких промежутках времени, и подбор ЭЦН очень сложно осуществить так, чтобы он эффективно работал весь период эксплуатации скважины.

Рассмотрим подробнее основные осложнения, происходящие на Игольско-Таловом месторождении, такие как коррозия и солеотложение.

2.1 Коррозия подземного оборудования

Коррозия – это разрушение металлов, которое происходит самопроизвольно вследствие электрохимического или химического взаимодействия их с окружающей средой.

Виды коррозии по характеру разрушения металла:

1. **Равномерная** – это коррозия, которая равномерно распределяется на поверхности металла (рис. 2.1).

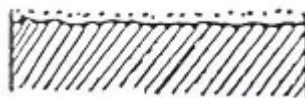


Рисунок 2.1 – Равномерная коррозия

2. **Местная (локальная) коррозия.** Такой вид коррозии образуется на отдельных участках поверхности металла. Она бывает в виде:

- **пятен**, то есть металл поражается относительно неглубоко, но коррозия распространяется на сравнительно большие участки поверхности (рис. 2.2);



Рисунок 2.2 – Коррозия пятнами

- **язв** – поражения наоборот глубокие, а распространяется коррозия на небольших участках поверхности металла (рис.2.3);



Рисунок 2.3 – Язвенная коррозия

• **точек (питтинговая).** Площадь распространения еще меньше, чем у язв (рис.2.4).

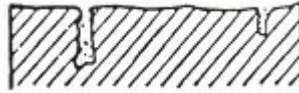


Рисунок 2.4 – Питтинговая коррозия

3. **Межкристаллитная коррозия** – коррозия, которая характеризуется разрушением металла по границам кристаллитов (зерен металла) (рис.2.5). Она протекает очень быстро и глубоко.



Рисунок 2.5 – Межкристаллитная коррозия

4. **Избирательная коррозия** – для этого вида коррозии характерно избирательное растворение одного или нескольких компонентов сплава, при этом оставшийся пористый остаток сохраняет начальную форму и выглядит неповрежденным (рис.2.6).



Рисунок 2.6 – Избирательная коррозия

5. **Коррозионное растрескивание** вызывается абсорбцией водорода. Оно может возникнуть в металле, который постоянно подвергается растягивающему напряжению в коррозионно-активной среде (рис.2.7).

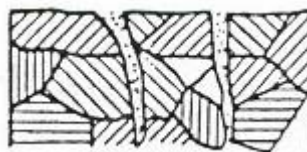


Рисунок 2.7 – Растрескивающаяся коррозия

Виды коррозии по механизму протекания процесса:

1. Химическая — это коррозия, которая протекает в результате химических реакций, в которых химическая связь образуется атомами металла и атомами, входящих в состав окислителей, в процессе разрушения металлической связи. Между участками металла электрический ток не возникает. Этот вид коррозии характерен для сред, не проводящих электрический ток (например, жидкие неэлектролиты, газы).

Пример химической коррозии (железо взаимодействует с кислородом при высокой температуре, в результате образуется окалина):



2. Электрохимическая коррозия — это окислительно-восстановительный процесс в результате взаимодействия металла с коррозионно-активной средой. Восстановление окислительного компонента коррозионной среды и ионизация атомов металла происходят в несколько действий, а их скорость определяется величиной электродного потенциала металла. Этот тип коррозии является электрохимической гетерогенной реакцией электролитов с металлами. Он проявляется при взаимодействии жидких электролитов (расплавленных солей, щелочей, кислот, воды, водных растворов солей) с металлами. Неоднородности (химическая, энергетическая и др.) поверхности металла или сплава, то есть разделение на катодные и анодные участки, являются причиной возникновения электрохимической коррозии [5].

Схему электрохимического коррозионного процесса можно представить в следующем варианте:

- анодный участок (реакция окисления):



- катодный участок (реакция восстановления):



где Red - восстановленная форма деполяризатора;

Ox - окисленная форма деполяризатора.

Анодная и катодная стадии процесса электрохимической коррозии металла хорошо сбалансированы, т.е. электроны, которые освобождаются на анодном участке поверхности в процессе ионизации металла, связаны в катодном процессе. Анодные и катодные процессы одновременно протекают на различных участках металла, так как им позволяет это сделать ионная проводимость электролита и электронная проводимость металла. В электролите происходит перенос ионов (катионы переходят к катодным участкам, а анионы – к анодным), а в металле электроны протекают с анода на катод. Электроны поглощаются деполяризатором (D) (рис.2.8) [5].

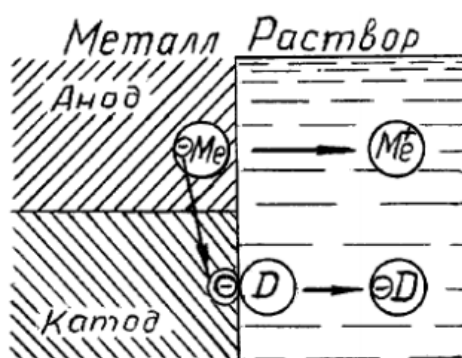


Рисунок 2.8 – Схема электрохимической коррозии

В роли деполяризатора может выступать либо водород, либо кислород.

Разряд ионов водорода, которые всегда присутствуют в воде, и образование атомов водорода с последующим образованием молекулярного водорода происходит при $pH < 4,3$:



Взаимодействие электронов с растворенным в воде кислородом доминирует при $pH > 4,3$:



Анод разрушается в результате протекания электрического тока, то есть в воду или эмульсионный поток переходят в виде ионов частицы металла. В результате этого разрушения в трубе образуется свищ.

На Игольско-Таловом нефтяном месторождении по сравнению с количеством других причин эксплуатационных отказов УЭЦН преобладает коррозия погружного оборудования. Проблема коррозионного контроля

особенно актуальна в связи с высоким содержанием воды, коррозионной активностью пластовых флюидов, обусловленной высокой минерализацией и присутствием кислых примесей (H_2S , CO_2). Также на увеличение частоты нарушений и износ оборудования по причине - коррозия влияет длительная работа скважин и трубопроводов.

Самым распространенным видом коррозионных повреждений НКТ, поверхности УЭЦН, обсадной колонны, металлической оплетки кабеля на Игольско-Таловом нефтяном месторождении является мейза-коррозия (рис.2.9).



Рисунок 2.9 – Мейза-коррозия НКТ на Игольско-Таловом месторождении

Повреждения НКТ по исследованным образцам на Игольско-Таловом месторождении указывают на углекислотный механизм развития коррозии.

Выход из строя ПЭД, вызванный коррозией корпуса, обусловлен пробитием статора. Коррозия наружной или внутренней поверхности НКТ приводит к не герметичности, а также к обрыву колонны, когда УЭЦН падает на забой скважины.

По числу потерь от коррозии на первом месте идет ремонт и замена НКТ (почти 80%), на втором ремонт и замена УЭЦН, и на третьем – списание погружного электрокабеля [6].

В основном коррозии подвергаются корпуса ПЭД и гидрозащиты, так как они интенсивно омываются пластовой жидкостью (электролитом), а ЭЦН и газосепаратор в меньшей степени подвержены коррозии, так как движение пластовой жидкости в их области отличается меньшей активностью.

2.1.1 Протекторная защита от коррозии подземного оборудования

Для защиты от коррозии подземного оборудования возможно применение протекторной защиты. Она применяется во многих компаниях относительно давно с 2001 года. Чаще всего применяются алюминиево-магниевые протекторы с цинком для более комплексной защиты УЭЦН.

Принцип действия состоит в следующем: за счет самоокисления («растворения») протектор поляризует сталь до безопасного потенциала и в итоге снижает активность коррозии.

Алюминиево-магниевый протектор для защиты УЭЦН устанавливается в хвостовике ПЭД (рис.2.10)

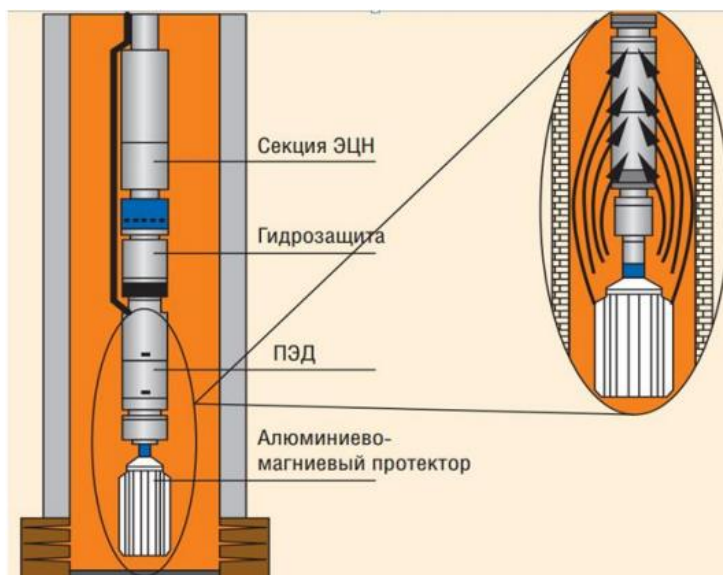


Рисунок 2.10 – Расположение протекторной защиты в составе УЭЦН

Для защиты НКТ используются внутритрубные протекторы коррозии типа ВПК 60, ВПК 73, ВПК 89 для НКТ диаметром 60, 73, 89 мм, соответственно (рис.2.11). Они устанавливаются на всем протяжении НКТ [7]. ВПК в основном уменьшает скорость коррозии в лифтовых соединениях НКТ, где обычно коррозия протекает с высокой интенсивностью.



Рисунок 2.11 – Образцы ВПК до и после защиты НКТ от коррозии

Протектор делает из анодной зоны (ПЭД, НКТ) катодную, а сам превращается в анод, тем самым отвлекая на себя внимание электрохимической коррозии.

Большой срок эксплуатации протектора (до 5 лет) обеспечивается его правильным подбором. Протекторы относительно дешевы по сравнению с другими методами защиты.

Опытно промышленные испытания (ОПИ) ВПК-73, проведенные на Ершовском месторождении, были успешны. Средняя наработка на отказ подвесок НКТ за время ОПИ увеличилась на 22% с 232 до 284 суток. На Самотлорском месторождении за время ОПИ ВПК средняя наработка НКТ без покрытия увеличилась на 91% с 254 до 485 суток. Протекторная защита показала себя эффективным и доступным способом защиты УЭЦН и НКТ от коррозии [7].

2.2 Отложения солей в скважине

Разработка и эксплуатация скважин также может сопровождаться образованием солеотложений на различных элементах подземного оборудования. Этот процесс зависит от множества факторов, и он достаточно сложный.

Основной причиной выпадения солей является регулирование пластового давления путем искусственного заводнения, которое является

фундаментом разработки нефтяных месторождений практически везде в Российской Федерации (РФ). Поэтому необходимо знать кинетику и причины изменения химического состава закачиваемых вод при соприкосновении с породой продуктивного пласта и с пластовым флюидом.

В процессе заводнения различных залежей нефти пресными водами одинакового состава химический состав смешанной воды при обводнении добывающих скважин независимо от возраста залежи и свойств пластов коллекторов меняется в диапазоне минерализаций от закачиваемой до пластовой воды и является не только результатом объемного прямого смешения [8].

Выпадение неорганических осадков из пересыщенных солями растворов происходит из-за изменения термобарических условий в различных элементах подземного оборудования, а также из-за смешивания химически несовместимых вод. Если насыщение солями вод является природным процессом, то образование солевых отложений в значительной степени является техногенным последствием.

Взаимодействие пластов-коллекторов и пластовых жидкостей с закачиваемой в залежь водой в процессе регулирования пластового давления приводит к формированию определенного химического состава ее. Для многопластовых залежей воды различных пропластков могут иметь различный химический состав и быть химически несовместимыми; при смешении таких вод будут образовываться солевые осадки в призабойной зоне скважины. Дальнейшее движение смешанных вод в скважине связано с изменением давления и температуры, разгазированием продукции, появлением относительных скоростей фаз, провоцирующие в скважине выпадение вторичных осадков солей. Однако, воды на устье поступают с другим соотношением солеобразующих ионов. Пересыщенные солями растворы при определенных поверхностных условиях могут оставаться стабильными длительное время и не образовывать соли. Продукты коррозии и механических

примесей, попадая в солевой раствор, нарушают его равновесие, они являются центрами кристаллизации [9].

На процесс солеотложений, наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, значительное влияние оказывают технологические особенности разработки залежей, например, система регулирования пластового давления путем заводнения (состав, объемы и давления закачиваемых вод).

В этих условиях основным источником солеотложения являются смеси пластовых и попутно добываемых с нефтью в результате заводнения вод.

2.2.1 Адресное дозирование химических реагентов в скважину

Эффективность от применения химических реагентов для защиты как от отложений солей, так и от других осложнений (коррозия, отложения АСПВ, образование стойких эмульсий и др.), во многом зависит от точности подачи их в заданную точку скважины.

Специалисты из ОАО «Башнефть» разработали специальную конструкцию для адресной подачи реагентов в заданную точку скважины – специальное погружное кабельное устройство СПКУ-301. Оно представляет из себя полиэтиленовую полую трубку, которая находится под одной броней вместе с трехжильным кабелем, питающий ПЭД (рис.2.12) [10].

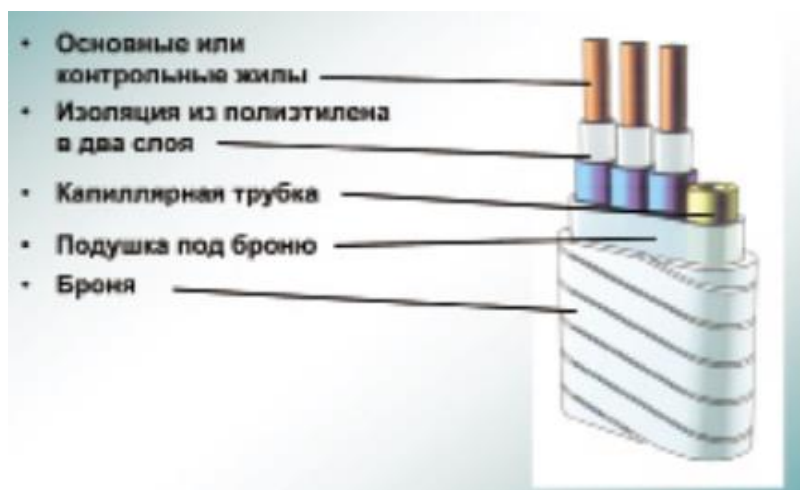


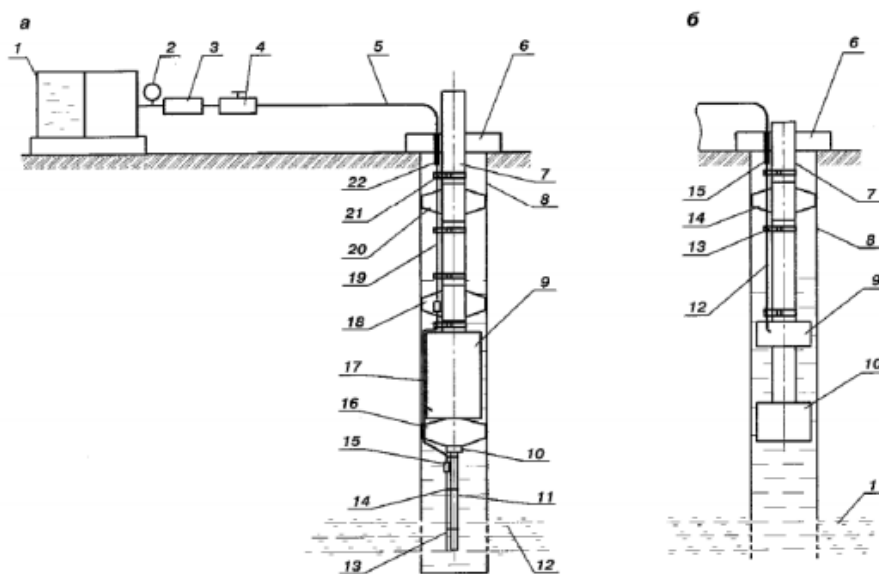
Рисунок 2.12 – Специальное погружное капиллярное устройство

Игольско-Таловое месторождение характеризуется высокими пластовыми температурами – 92,2-93,1°C. Для защиты от таких высоких

температур материал изоляции токоведущих элементов и капиллярной трубки делают из блок-сополимера пропилена. Этот материал выдерживает температуры до 130°C.

СПКУ может обеспечить подачу реагентов в необходимую область (интервал перфорации продуктивного пласта (ПП), область отложений внутри НКТ, прием насоса) с заданной точностью, поэтому расход реагентов наиболее экономичный по сравнению с другими способами закачки. Реагенты не тратятся на насыщение столба нефти в затрубном пространстве, на его адсорбцию на наружной поверхности НКТ и на поверхности обсадной колонны.

Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УЭЦН, при дозировании химических реагентов в скважину приведена на рисунке 2.13.



а – в интервал ниже глубины спуска ЭЦН: 1 – установка дозирования химического реагента, 2 – манометр, 3 – обратный клапан, 4 – регулирующий клапан, 5 – линия подачи химического реагента, 6 – устьевая арматура, 7 – колонна НКТ, 8 – обсадная колонна, 9 – ЭЦН, 10 – переводник, 11 – штанга диаметром 19 мм или стальной трос с грузом-форсункой, 12 – продуктивный пласт, 13 – капиллярная трубка, 14 – хомуты, 15 – соединительные детали, 16, 18 – центратор ЭЦН, 17 – металлическая трубка, 19 – специальное погружное кабельное устройство СПКУ-301, 20 – центратор, 21 – пояс стальной, 22 – устьевой переводник; б – во внутреннюю полость НКТ в заданном интервале: 9 – муфта специальная с клапаном, 10 – насос, 11 – продуктивный пласт, 12 – СПКУ или капиллярный рукав (КР), 13 – пояс стальной, 14 – центратор НКТ, 15 – устьевое соединение

Рисунок 2.13 – Схема дозирования в скважину, оборудованную УЭЦН

Внедрение данной технологии на скважинах ОАО «АНК «Башнефть» уменьшило число текущих ремонтов, увеличило наработку на отказ скважин в среднем с 316 до 675 суток (более чем в 2 раза), сократило число термических и химических обработок, и при этом удельный расход химических реагентов сократился в 1,3-1,6 раза [10].

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УЭЦН

Более 90% всех добывающих нефтяных скважин нуждаются в той или иной форме искусственного подъема для увеличения потока флюидов из скважин, когда пласт больше не имеет достаточной энергии для естественной добычи с экономической рентабельностью или для ускорения начальной добычи для улучшения финансовых показателей. Одним из самых универсальных и адаптируемых методов искусственного подъема является установка электроцентробежного насоса.

УЭЦН, размещенные в, примерно, 150 000-200 000 скважинах по всему миру, состоят из нескольких ступеней центробежных насосов, установленных последовательно в корпусе, соединенном с погружным электродвигателем. Эти насосы соединены с поверхностными станциями управления и трансформаторами броне-защищенными кабелями. Поверхностные электрические приводы системы питают и управляют УЭЦН, которые могут поднять от 16 до 4 770 м³/сут (100 до 30 000 баррель/сут), этот диапазон производительности насоса превосходит производительность других типов насосных искусственных систем подъема, таких как штанговые насосы, роторные насосы и гидравлический подъем.

В 1911 году 18-летний российский инженер Армаис Арутюнов изобрел первый электродвигатель, работавший в воде. Он добавил центробежный насос к двигателю, изобретая то, что теперь известно, как электрический погружной насос. Арутюнов эмигрировал в США, где он основал "Russian Electrical Dynamo of Arutunoff", или REDA. Электрические погружные насосы в настоящее время работают на наземных и морских месторождениях по всему миру.

Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину, и наземной части (рис.3.1) [11].

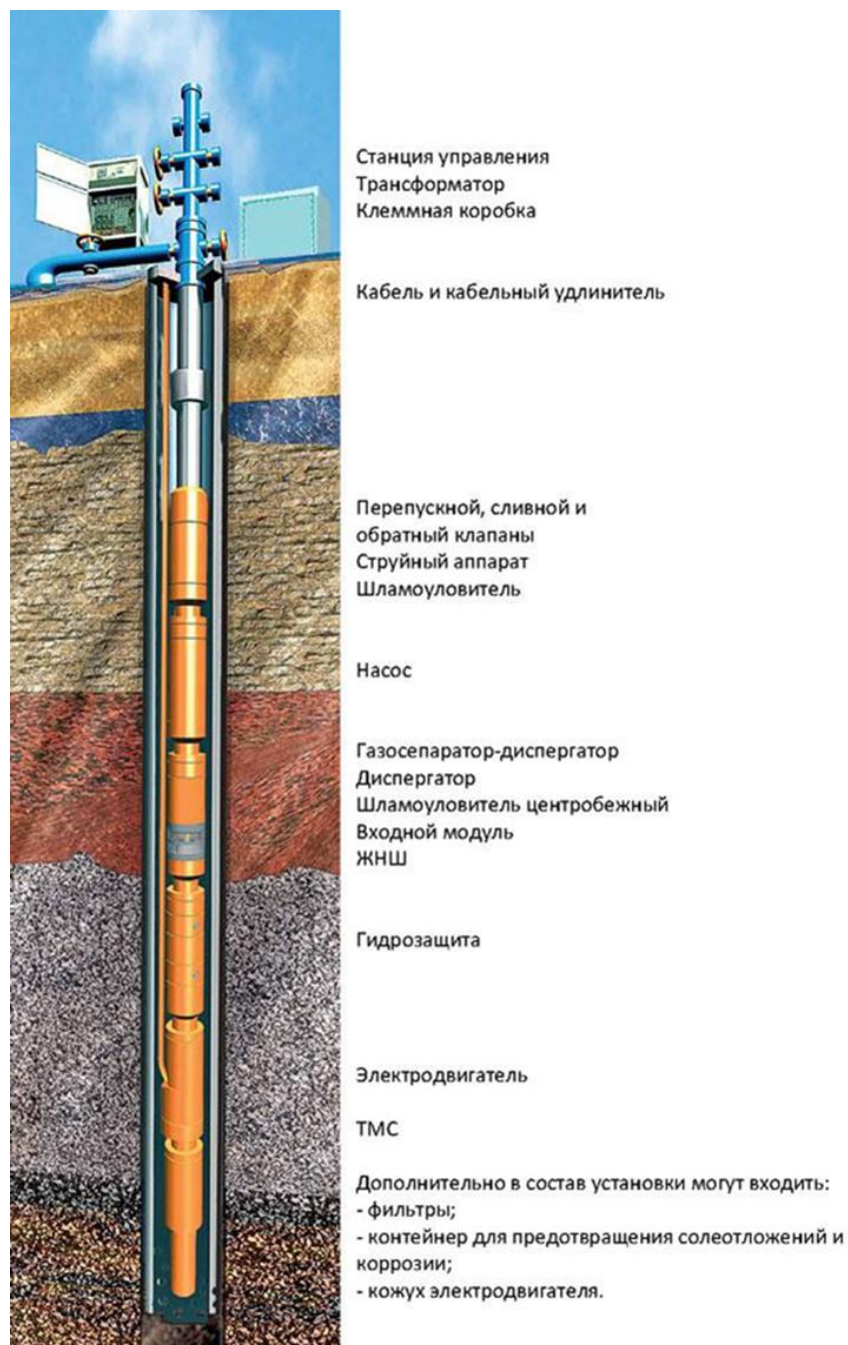


Рисунок 3.1 – Типичная конфигурация УЭЦН

3.1 Погружной центробежный насос

Главным элементом является погружной центробежный насос, который включает в себя набор рабочих ступеней, объединяемых в секции. Рабочая ступень состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата. Первый передает энергию механического вращения от вала к пластовой жидкости, повышая ее кинетическую энергию. Направляющий аппарат преобразует ее в

потенциальную, повышается давление на выходе из ступени. С увеличением диаметра насоса и объема полезного пространства повышается пропускная способность и производительность установки. Для высокодебитных скважин применяют ступени с наклонно-цилиндрическими лопатками, которые расположены под углом 45° , и направляющие аппараты с осевыми проточными каналами.

Рабочие колеса (рис.3.2) изготавливают для плавающей и жесткозакрепленной сборки. Плавающие перемещаются вдоль вала между направляющими аппаратами. Каждой ступени свойственна своя нагрузка и риск преждевременного износа подшипника защиты снижается. Во время всплытия возможно снижение производительности по причине перетока из области высокого давления в область низкого с периферии в центр рабочего колеса.

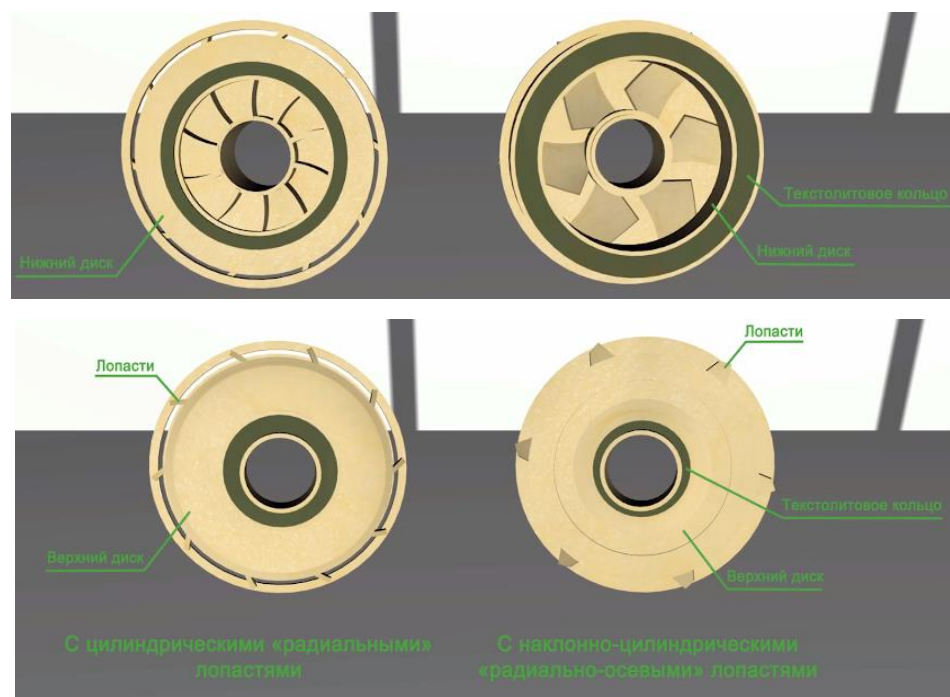


Рисунок 3.2 – Рабочие колёса

3.2 Гидравлическая характеристика насоса

Насосы испытывают на стенде и получают гидравлическую характеристику – это зависимость напора и потребляемой мощности от расхода

технической воды плотностью 1000 кг/м^3 и вязкостью $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. По полученным данным рассчитывается коэффициент полезного действия (КПД) на разных режимах. Рекомендуемый рабочий диапазон приблизительно равен $0,75Q_{\text{опт}} - 1,25Q_{\text{опт}}$ (рис.3.3).

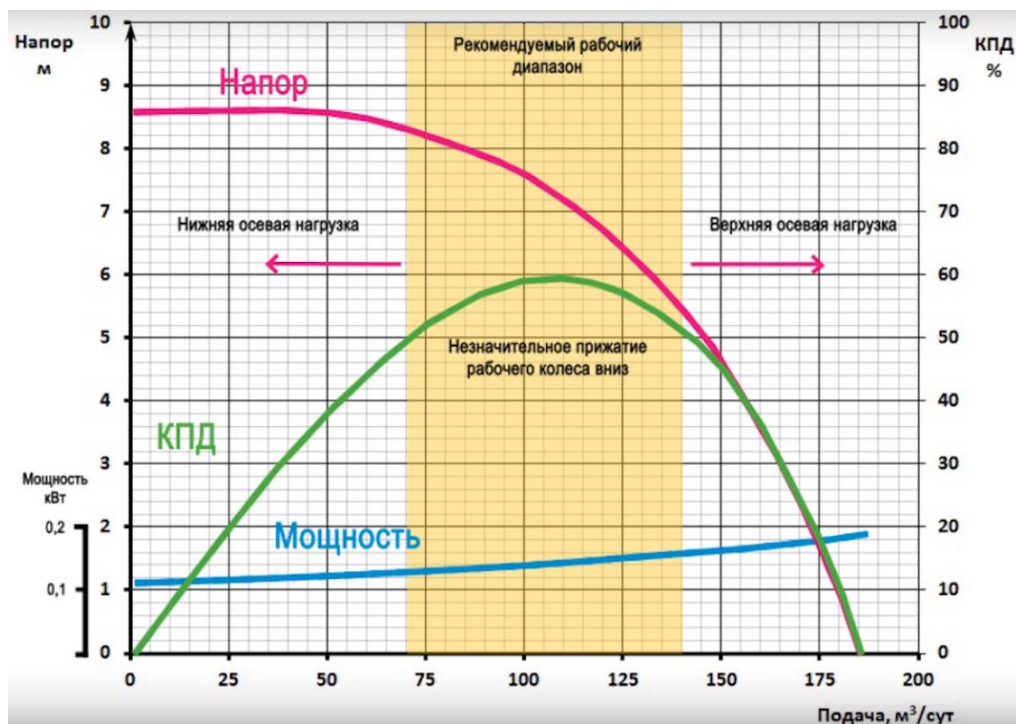


Рисунок 3.3 – Напорно-расходная характеристика насоса

При изменении свойств перекачиваемого флюида характеристика также изменяется. Можно наблюдать снижение напора, подачи и увеличение потребляемой мощности с ростом вязкости агента [11].

При эксплуатации скважин УЭЦН давление на приеме насоса в большинстве случаев всегда меньше давления насыщения, что предопределяет работу насоса с определенным количеством свободного газа. Это приводит к снижению подачи жидкости, напора, потребляемой мощности и, как следствие, снижается КПД. При откачке газожидкостных смесей (ГЖС) сокращается область работы насоса по подаче и напору. Помимо того, что свободный газ занимает полезное пространство, существует понятие деградации напорно-расходной характеристики вследствие влияния газа. Основной причиной резкого ухудшения параметров работы насоса на ГЖС считают появление заполненных газом каверн, которые уменьшают пропускную способность

каналов насоса. При малых подачах сепарационная теория говорит о рециркуляции газовых пузырьков к центру рабочего колеса под действием центробежных сил.

3.3 Борьба с вредным влиянием газа

Для борьбы с вредным влиянием свободного газа на погружной насос используют различные методики и технологии (рис.3.4).

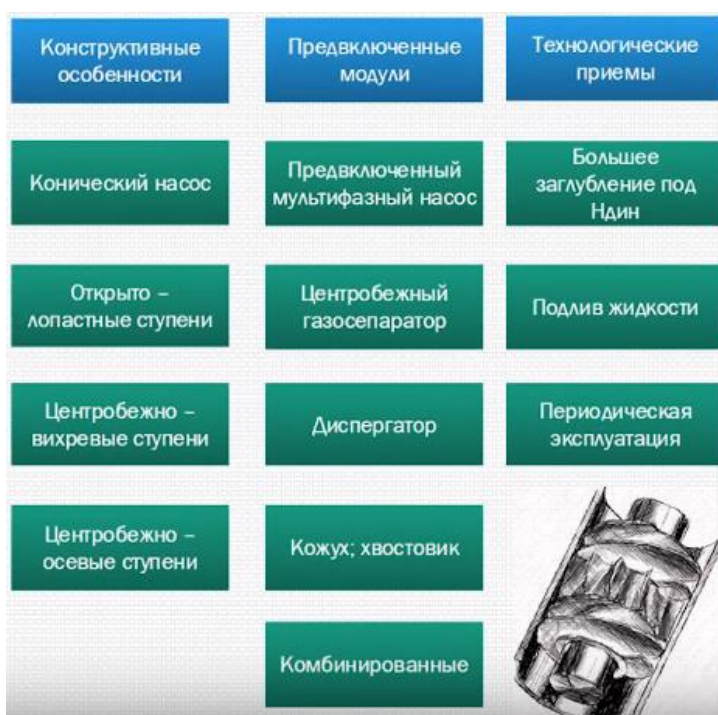


Рисунок 3.4 – Методики и технологии борьбы с вредным влиянием свободного газа на погружной насос

Рассмотрим наиболее эффективную и распространенную технологию – роторный газосепаратор. Он устанавливается на входе в насос и обеспечивает гидродинамическую связь со скважиной. В скважине на пузырек газа действуют вертикальные силы: сила тяжести, выталкивающая сила и сила сопротивления. В результате суммарного действия этих трех сил газовый пузырек всплывает вверх при неподвижной жидкости или вместе с движением смеси вверх. В районе приема на пузырек действуют две горизонтальные силы: сила, возникающая в результате разности давления (сила градиента давления), и сила сопротивления. В совокупности они увлекают пузырек в радиальном

направлении в область меньших давлений. На данном этапе газ испытывает естественную сепарацию.

При установке роторного газосепаратора производится дополнительная механическая или искусственная сепарация. Попадая в газосепаратор, мелкие пузырьки захватываются шнеком, который повышает напор ГЖС. Далее колесо суперкавитирующего типа образует супер-каверны значительного объема, которые всасывают мелкие пузырьки газа из потока ГЖС. Из хвостовой части каждой из супер-каверн периодически отделяются крупные пузырьки, которые попадают в сепарационный барабан, выполняющий роль центробежного разделителя. Свободный газ преимущественно скапливается в районе вала и отводится по перекрестным каналам в затрубное пространство.

Максимальное содержание свободного газа на входе газосепараторов – 55%, диспергаторов – 30-40% и газосепараторов-диспергаторов – 65%.

3.4 Погружной электродвигатель

Для передачи энергии насосу используется вал, который приводится во вращение погружным электродвигателем (ПЭД). ПЭД состоит из ротора и статора (рис.3.5). При подаче напряжения статор создает вращающееся магнитное поле, которое раскручивает ротор и вместе с ним вал насоса.

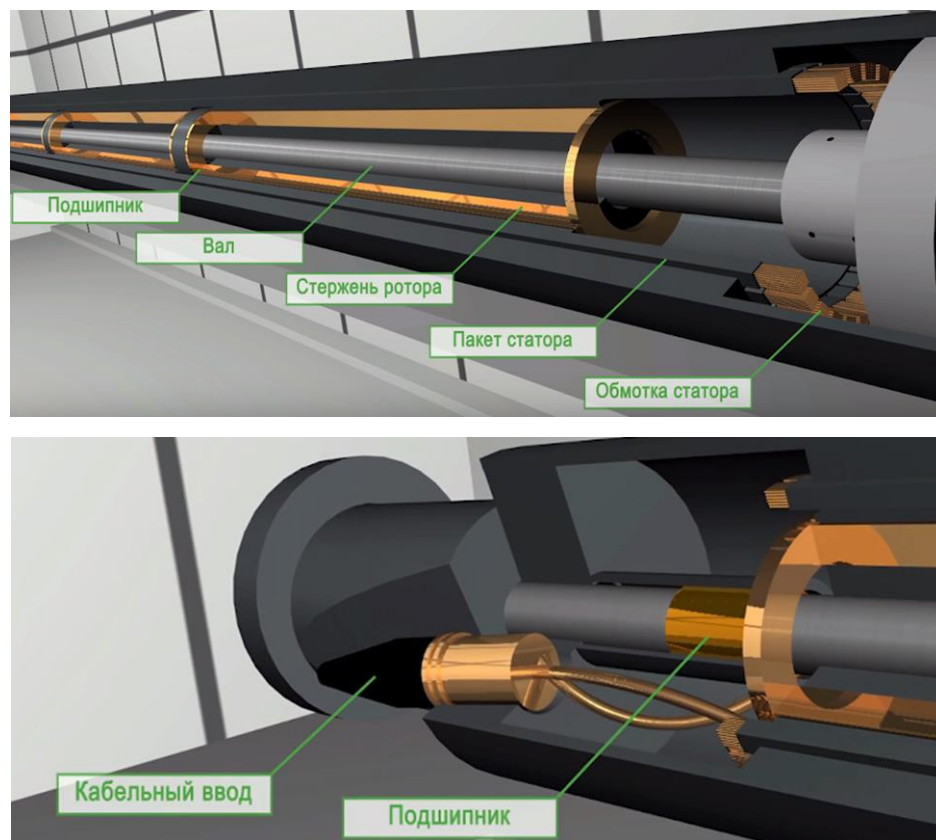


Рисунок 3.5 – Состав ПЭД

Если подавать постоянный ток на ротор, то скорость вращения ротора будет близка к скорости вращения магнитного поля, то есть скорости будут синхронизированы. В таком случае мы имеем дело с синхронным двигателем.

В случае отсутствия постоянного тока на роторе, для создания момента на валу необходимо ток индуцировать, и если скорость на роторе станет равна скорости вращения магнитного поля, то ток перестанет индуцироваться, и ротор начнет замедляться. Поэтому одной из характеристик асинхронного двигателя является скольжение, которое показывает разность скоростей.

Зависимость электромагнитного момента от скольжения при постоянных напряжениях и частоте называется механической характеристикой асинхронной машины (рис.3.6) [11].

Если посмотреть на механическую характеристику асинхронной машины, станет понятно, что существует критическая область. Для устойчивой работы двигателя необходимо, чтобы скольжение было меньше критического. Так изменение нагрузки на вал двигателя в устойчивой области сопровождается

соответствующим изменением электромагнитного момента, но при достижении максимума наступает предел устойчивой работы асинхронного двигателя и далее произойдет «опрокидывание» двигателя.

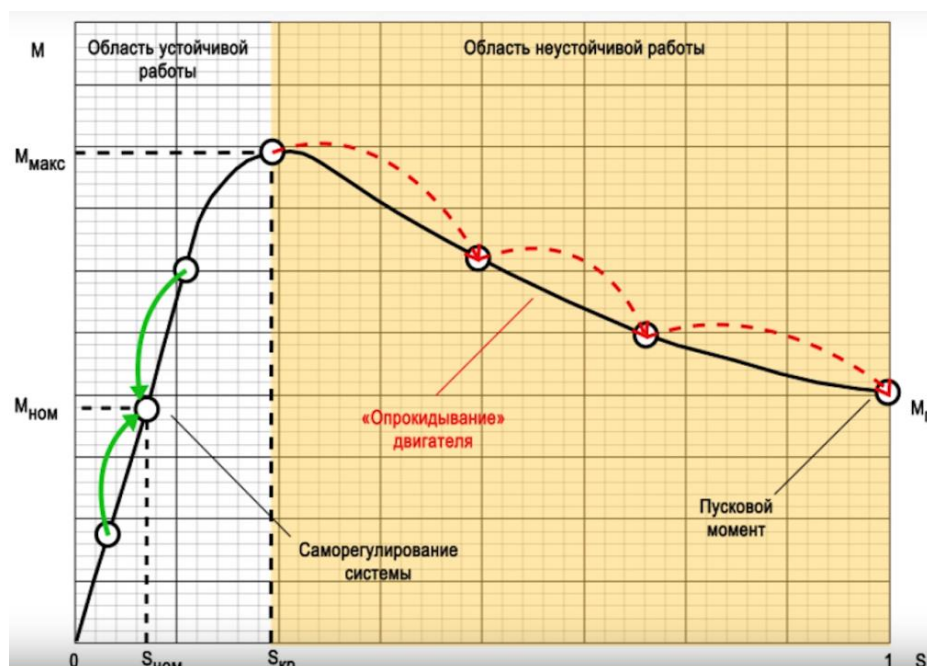


Рисунок 3.6 – Зависимость электромагнитного момента асинхронного двигателя от скольжения

ПЭД работает от сети переменного тока частотой 50Гц. Напряжение питания промышленной сети, которое подводится к скважине, должно составлять 380, 6000, или 10000В в зависимости от поверхностного оборудования. Электрический двигатель доступен в разнообразных рабочих напряжениях тока и номинальных мощностях от 7.5 кВт до больше чем 750кВт. Размер двигателя определяется мощностью, необходимой для привода насоса в работу для подъема расчетного объема добываемой жидкости из скважины. Скважинные жидкости проходят через корпус мотора и служат охлаждающими агентами.

Для безаварийной работы ПЭД требуется защита от попадания в него пластовой жидкости. С этой целью в компоновке присутствует гидрозащита, которая состоит из протектора и компенсатора.

Протектор предназначен для исключения проникновения пластовой жидкости внутрь ПЭД, а также для передачи от вала ПЭД к валу насоса крутящего момента.

Компенсатор выполняет роль буфера для масла двигателя, которое расширяется и сжимается под действием температуры.

Для подачи питающего напряжения на клеммы двигателя используют трехжильный плоский или круглый кабель (рис.3.7). Плоский занимает меньше свободного пространства, но менее устойчив к изгибающим нагрузкам в отличие от круглого. Для их крепления к насосно-компрессорным трубам (НКТ) используют кабельные протекторы и клемсы.

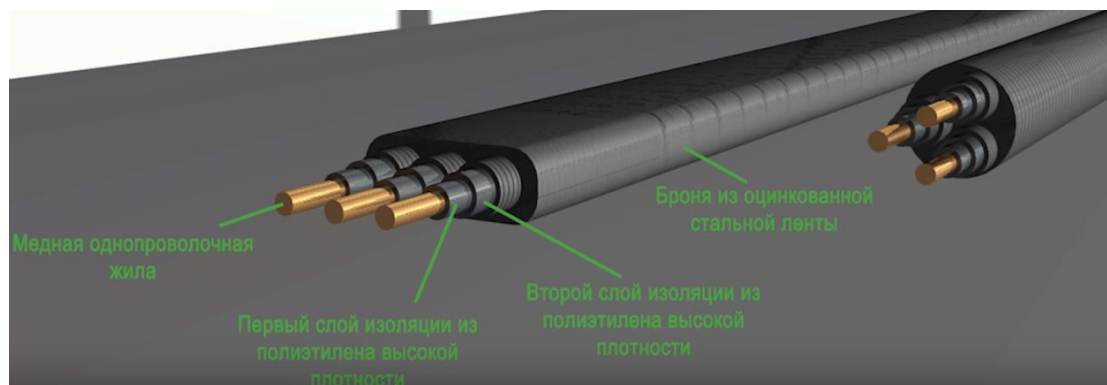


Рисунок 3.7 – Трехжильные кабели

Для обеспечения оптимальной работы УЭЦН могут устанавливаться специальные термоманометрические системы (ТМС), которые непрерывно получают технологические параметры скважины в режиме реального времени, такие как давление и температура всасывания и нагнетания насоса, вибрация. Как правило, операторы следят за насосами через системы диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA), которые выступают в качестве центральных хранилищ данных со всех скважинных датчиков и могут инициировать действия через связанные элементы управления или оповещения. Когда ТМС обнаруживает параметры насоса, которые находятся вне заранее поставленных уровней, датчик предупреждает оператора в реальном времени, и может быть задействован для изменения параметров насоса через дистанционное управление.

3.5 Обратный и сливной клапан

В случае остановки насоса происходит обратный поток смеси из НКТ в скважину, в результате которого не удастся запустить двигатель в работу. Основной причиной отмечают турбинное вращение. При обратном потоке в насосе скапливаются механические примеси и возможно его заклинивание. Еще одна неприятность - это то, что при удачном запуске вновь приходится тратить время и энергию на заполнение ранее опорожнившихся труб. Для решения этих проблем в компоновку внедряют обратный клапан, который при остановке насоса закрывается под воздействием столба жидкости.

В случае, если повторный запуск не требуется, а есть необходимость в подъеме компоновки, например, для ремонта, оборудование оснащают сливным клапаном. Сбросив груз, трубка обламывается и жидкость из НКТ сливается в скважину.

3.6 Наземное оборудование

На устье устанавливается фонтанная арматура с сальником для кабельного ввода. В 3-5 м располагается клеммная коробка, она предотвращает попадание попутного газа в трансформатор в случае разгерметизации погружного кабеля.

ТМПН – вторичный трансформатор. Его цель поддерживать уровень напряжения в соответствии с требованиями двигателя.

Для управления работой и защитой УЭЦН используется станция управления (СУ). В ней выстраивают защитные ставки, производят пуск и остановку насоса, а также фиксируют параметры работы. Добавление частотного преобразователя добавляет гибкости системе, позволяет проводить подстройку режима работы [11].

Функции защиты станции управления:

- Защита от перегрузки по току в цепи питания при включении;

- Защита от межфазных коротких замыканий в нагрузке;
- Защиты от повышенного и пониженного напряжения сети;
- Защита от пониженного сопротивления изоляции системы «вторичная обмотка ТМПН – кабель – ПЭД»;
- Защита от перегрева силовых модулей преобразователя;
- Автоматическое снижение частоты для предотвращения остановки по перегрузке ПЭД;
- Защита преобразователя от аварийных режимов работы;
- Защиты по параметрам системы погружной телеметрии;
- Защита от длительной работы на частоте ниже минимально допустимой.

Контролируемые параметры

- Активный и полный ток привода;
- Активный и полный ток двигателя, дисбаланс токов двигателя;
- Коэффициент мощности двигателя;
- Коэффициент загрузки насоса;
- Сопротивление изоляции;
- Выходная частота привода;
- Напряжение и ток в звене постоянного тока;
- Температура силовых модулей;
- Параметры погружной телеметрии по цифровому интерфейсу или аналоговым каналам;
- Отображение показаний аналоговых датчиков и задание аварийных режимов аналоговых каналов (датчиков давления, температуры, расхода).

Заключительным элементом является трансформаторная подстанция, которая снижает напряжение до приемлемого уровня для станции управления. Она предназначена для питания ПЭД от сети переменного тока напряжением 380 или 6000 В. Трансформаторы бывают маслонаполненные и сухие, то есть

без охлаждающего масла. Их номинальная мощность составляет от 40 до 400 кВт/

3.7 Преимущества и недостатки УЭЦН

Преимущества:

- Эффективен для добычи флюидов с низкой вязкостью;
- Значительный КПД при больших дебитах;
- Затраты на добычу нефти уменьшаются с ростом дебита;
- Возможность работы при больших глубинах свыше 3 км;
- Простота в обслуживании;
- Позволяет иметь «высокие дебиты» с неглубоких и средних скважин, создавая большую депрессию на пласт;
- Частотный преобразователь обеспечивает гибкость эксплуатации.

Недостатки:

- Эффективность эксплуатации сильно снижается при работе в скважинах, осложненных солями, механическими примесями, большим содержанием свободного газа, высокой вязкости флюида, высокой температурой и другими факторами, что требует дополнительного внимания и оптимизации системы (например, включение в компоновку технологий борьбы с вредным влиянием осложняющих фактором).

4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ФОНДА СКВАЖИН НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Информация данной главы удалена, так как содержит коммерческую тайну.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нечаеву Данилу Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости материально – технических, финансовых и человеческих ресурсов выполнялся на основе рыночных цен и данных с предприятий Западной Сибири.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расходов материала согласно смете затрат на внедрение данной технологии. Рассчитанная ставка дисконтирования 14%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30% на основании пункта 1 ст. 58 закона №213 – ФЗ.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Выполнение SWOT анализа технологии капиллярной системы подачи (КСП).</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение структуры работ в рамках внедрения КСП, установление их продолжительности и построение диаграммы Ганта.</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет материальных затрат, затрат на оборудование, основной заработной платы исполнителям, накладных расходов, отчислений во внебюджетные фонды.</i>
4. <i>Оценка экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности технологии КСП производится на основе данных с предприятия</i>

Перечень графического материала

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нечаев Данил Андреевич		

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Среди множества вариантов защиты подземного оборудования от осложнений наиболее распространенным остается химический метод, который заключается в использовании целевых или комплексных ингибиторов. Эффективность данного метода определяется двумя факторами – качеством подбора ингибитора и способом его доставки до объекта обработки. Если первый фактор, как правило, находится в ведении самой нефтяной компании (НК), то второй – в зоне ответственности заводов-изготовителей, предлагающих свои технические решения.

Зачастую, стремясь снизить расходы на оборудование, НК используют более дешевые, ограниченные по составу комплектующих, технологии подачи ингибитора, способные обеспечить дозированную подачу химических реагентов лишь через затрубное пространство устьевой арматуры скважины. В результате применения таких решений происходит разрушение эксплуатационных колонн, НКТ, значительно снижается эффективность самой технологии, что ведет к необходимости повышения расхода ингибитора и затрат на его приобретение.

Именно поэтому, все чаще, на рынке нефтяного оборудования предлагаются системы подачи ингибиторов непосредственно в зону отбора пластового флюида, например, с использованием капиллярных трубок. Среди них наибольшее распространение получили полимерные и бронированные полимерные капиллярные трубопроводы, в том числе совмещенные с погружным кабелем для подачи питания на электродвигатель насосной установки [16].

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности после внедрения капиллярной системы подачи (КСП) химического реагента на прием насоса УЭЦН в скважине Самотлорского месторождения.

5.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (табл.5.1).

Таблица 5.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны технологий: С1. Высокая эффективность за счет регулируемой подачи химреагентов в заданную точку скважины С2. Высокая степень защиты от осложнений	Слабые стороны технологий: Сл1. Большие первоначальные вложения Сл2. Учет особенностей условий эксплуатации конкретной скважины
Возможности: В1. Экономичный расход химреагентов В2. Большое увеличение МРП скважины	В1С1 – за счет того, что химреагент подается в заданную точку в зависимости от технологической необходимости, он не тратится на насыщение столба нефти и абсорбцию на поверхностях труб; В2С2 – за счет высокой степени защиты от осложнений увеличивается МРП.	В2Сл1 – Большое увеличение МРП окупит высокие первоначальные вложения.
Угрозы: У1. При первоначально-высоком МРП скважины данная технология может не окупиться У2. Разрушение капиллярного трубопровода	У1С2 – если в скважине первоначально не наблюдалось проблем с осложнениями, то данная защита может быть бесполезной.	У1Сл1 – в случае если МРП скважины первоначально высокий, а ее дебит не высок, то применение данной технологии может понести убытки; У2Сл2 – Разрушение капиллярного трубопровода может произойти, например, вследствие высокой пластовой температуре, поэтому необходимо учитывать все особенности скважины.

5.2 Планирование комплекса работ по внедрению КСП

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:




- определение структуры работ;
- определение участников каждой работы (табл.5.2);
- установление продолжительности работ;
- построение графика работ (табл.5.3).

Таблица 5.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Длительность работ	Должность исполнителя
Монтаж капиллярной системы подачи (КСП).	1	Монтаж дозирующей установки (устьевой дозатор, наземный трубопровод, устройство ввода в устьевую арматуру, капиллярный трубопровод, обратный клапан, распылитель).	14 дней	Операторы по химической обработке скважины (ХОС); Слесарь КИПиА; Электромонтер.
	2	Заполнение бака реагентом.	365 дней	Операторы ХОС; Машинист автоцистерны ЦР-10.
Обслуживание капиллярной системы.	3	Периодически, но не реже одного раза в сутки следует проверять показания манометра, герметичность уплотнений, наличие смазки в подвижных соединениях, еженедельно - затяжку крепежных деталей.		Операторы ХОС.
	4	Техническое обслуживание установки через каждые 2500 - 3000ч работы.		
	5	Техническое обслуживание блока должно производиться не реже, чем раз в 3 месяца.		
	6	Ежегодно проводить промывку емкости нейтральной жидкостью, очистку бака от осадков со сливом промывочной жидкости в дренажную систему утилизации.		

Таблица 5.3 – Диаграмма Ганта.

Вид работ	Исполнители	T Кі кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																																									
			февр.			март			апрель			май			июнь			июль			август			сентябрь			октябрь			ноябрь			декабрь			январь								
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3									
монтаж КСП	Операторы ХОС; Слесарь КИПиА; Электромонтер.	14	■																																									
Тех. обслуживание установки	Операторы ХОС	2																																										
Тех. обслуживание блока		4																																										
Промывка емкости нейтральной жидкостью, очистка бака от осадков со сливом промывочной жидкости в дренажную систему утилизации.		1																																										
Заполнение бака реагентом	Операторы ХОС; машинист ЦР-10	2																																										
Проверка показаний манометра, герметичности уплотнений, наличие смазки в подвижных соединениях, еженедельно-затяжки крепежных деталей	Операторы ХОС	365	■																																									

 – Специалист КИПиА и электромонтер
  – Операторы ХОС
  – Машинист автоцистерны ЦР-10

Емкость бака УДР – 400 л. Необходимое количество реагента на 1 год – 730 л.

5.3 Бюджет внедрения технологии КСП

При планировании бюджета внедрения КСП должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для работ;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расхи}}, \quad (5.1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расхи}}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, приводятся в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет бюджета материальных затрат

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (З _м), руб.
ГСМ для автоцистерны ЦР-10	л	200	45	10 800
Ингибитор солеотложения СНПХ-5312	л	730	99,3	87 008,7
Итого				97 808,7

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование.

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ. Расчет затрат по данной статье заносится в табл. 5.5.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при обслуживании установки дозирования реагента (УДР) учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\text{фy}}}{n_э} \quad (5.2)$$

где $P_{\text{фy}}$ – стоимость активов, $n_э$ – срок эксплуатации;

Срок эксплуатации автоцистерны ЦР-10 – 5 лет, УДР 01.01 – 6 лет.

Таблица 5.5 – Расчет амортизационных отчислений

Оборудование	Кол-во	Балансовая стоимость объекта	Амортизационные отчисления
Автоцистерна ЦР-10	1	350000	7200 руб за две смены
КСП (УДР 01.01)	1	447500	74 583,3 руб за 1 год
ИТОГО	2	817 500	81 783,3

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, занятых монтажом и обслуживанием КСП и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.3)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.4)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.5)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года при отпуске в 51 раб. дня $M = 10,3$ месяца.

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени (табл. 5,6).

Таблица 5.6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Машинист автоцистерны	Оператор ХОС (3 разряда) №1	Оператор ХОС (3 разряда) №2	Оператор ХОС (4 разряда)	Слесарь КИПиА	Электро-монтер
Календарное число дней	365	365	365	365	365	365
Вахтовый метод работы 15/15						
Выходные дни:	182	182	182	182	182	182
Потери рабочего времени	51	51	51	51	51	51
отпуск:	0	0	0	0	0	0
невыходы по болезни:						
Действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн.	132	132	132	132	132	132

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.6)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,5 (для Нижневартовска).

Тарифная заработная плата рассчитывается по тарифной сетке, принятой на предприятии. Расчёт заработной платы приведён в табл. 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб/мес	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб/мес	$Z_{дн}$, руб./смен у	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{зп}$ руб.
Машинист автоцистерны	15042,6	0,3	0,2	1,5	33845,9	2641,0	2	5282,0	5915,9
Оператор ХОС (3 разряда) №1	13091,7	0,3	0,2	1,5	29456,3	2298,5	122	280415,3	314065,1
Оператор ХОС (3 разряда) №2	13091,7	0,3	0,2	1,5	29456,3	2298,5	122	280415,3	314065,1
Оператор ХОС (4 разряда)	17047,9	0,3	0,2	1,5	38357,8	2993,1	122	365154,4	408972,9
Слесарь КИПиА	16096,6	0,3	0,2	1,5	36217,3	2826,1	14	39564,7	44312,5
Электромонт ер	13121,9	0,3	0,2	1,5	29524,3	2303,8	14	32253,0	36123,4
Итого:									1 123 454, 9

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды (табл.5.8) определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (5.7)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды

Общая ставка взносов составляет в 2018 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Таблица 5.8 – Отчисления во внебюджетные формы

	Машинист автоцистерны	Оператор ХОС (3 разряда) №1	Оператор ХОС (3 разряда) №2	Оператор ХОС (4 разряда)	Слесарь КИПиА	Электромонтер
З _{зп} , руб.	5915,9	314065,1	314065,1	365154,4	44312,5	36123,4
З _{внеб} , руб.	1774,77	94219,53	94219,53	109546,32	13293,75	10837,02
Итого З _{внеб}						323 890,9

5.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.8)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}} = ((97\ 808,7 + 81\ 783,3 + 1\ 123\ 454,9 + 323\ 890,9)/4) \cdot 0,16 = 65\ 078 \text{ руб}$$

5.3.6 Формирование бюджета затрат на внедрение технологии КСП

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в табл. 5.9

Таблица 5.9 - Расчет бюджета затрат на внедрение КСП

Затраты	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	97 808,7	Пункт 5.3.1
2. Затраты на специальное оборудование для работ по обслуживанию КСП	81 783,3	Пункт 5.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	1 123 454,9	Пункт 5.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	323 890,9	Пункт 5.3.4
5. Накладные расходы	65 078	Пункт 5.3.5
6. Бюджет затрат на внедрение КСП	1 692 015,8	Пункт 5.3.6

5.4 Расчет экономической эффективности технологии КСП

Ниже приведен расчет экономической эффективности после внедрения капиллярной системы подачи химического реагента на прием УЭЦН в скважине Самотлорского месторождения.

Расчет произведен исходя из следующих общих данных:

1. Дебит по нефти, 26.24 м³/сут;
2. Количество ремонтов за скользящий год, 7;
3. Средняя продолжительность ремонта 72 часа;
4. Средняя стоимость ремонта скважины, бригадой ПРС 2500 руб/час;
5. Усредненная стоимость ремонта насоса от солеотложений (чистка рабочих органов химическим методом на стороннем предприятии) 225 тыс.руб.;
6. Цена на нефть марки «Brent» на 20 мая 2019 года составляет 73,17 долл/баррель = 460,19 долл/м³ = 29 709,78 руб/м³
7. Стоимость доллара по курсу ЦБ на 20 мая 2019 года 64,56 руб.

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

1. Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}, \quad (5.10)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

- До внедрения КСП: Траб = 365 – 22 = 343 сут/год;
- После внедрения КСП: Траб = 365 – 4 = 361 сут/год.

2. Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}}/24 + 1, \quad (5.11)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

- До внедрения КСП: $T_{\text{рем}} = 7 * 72/24 + 1 = 22$ сут/год;
- После внедрения КСП: $T_{\text{рем}} = 1 * 72/24 + 1 = 4$ сут/год.

3. Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (5.12)$$

где $Z_{\text{рем.скв}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

- До внедрения КСП: $Z_o = 1\,260\,000 + 1\,575\,000 = 2\,835\,000$ руб/год;
- После внедрения КСП: $Z_o = 180\,000 + 225\,000 + 1\,692\,015,8 = 1\,935\,015,8$ руб/год.

4. Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (5.13)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

- До внедрения КСП: $Z_{\text{рем}} = 7 * 72 * 2500 = 1\,260\,000$ руб/год
- После внедрения КСП: $Z_{\text{рем}} = 1 * 72 * 2500 = 180\,000$ руб/год

5. Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (5.14)$$

где $S_{\text{рем.об.}}$ – усредненная стоимость ремонта насоса от солеотложений, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

- До внедрения КСП: $Z_{\text{рем.об.}} = 225000 \cdot 7 = 1\,575\,000$ руб/год
- После внедрения КСП: $Z_{\text{рем.об.}} = 225000 \cdot 1 = 225\,000$ руб/год

6. Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год приведены в пункте 5.3.6 и равняются $Z_{\text{техн}} = 1\,692\,015,8$ руб/год.

7. Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot T_{\text{рем}} \cdot C_{\text{н}} \quad (5.19)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м³/сут;

$C_{\text{н}}$ – отпускная стоимость нефти, руб/м³;

$T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут

До внедрения КСП: $P_{\text{н}} = 26,24 \cdot 22 \cdot 29\,709,78 = 17\,150\,861,8$ руб/год

После внедрения КСП: $P_{\text{н}} = 26,24 \cdot 4 \cdot 29\,709,78 = 3\,118\,338,5$ руб/год

- Всего потерь до внедрения КСП: $2\,835\,000 + 17\,150\,861,8 = 19\,985\,862$ руб
- Всего потерь после внедрения КСП: $1\,935\,015,8 + 3\,118\,338,5 = 5\,053\,354,3$ руб

Итого, экономический эффект от внедрения КСП составляет 14 932 507,7 руб.

Вывод: были определены затраты монтажа и обслуживания в течение одного года технологии капиллярной системы подачи химических реагентов в скважину для защиты от осложнений, которые составили 1 692 015,8 рублей. А также был произведен расчет экономической эффективности технологии КСП для защиты от отложений солей после внедрения на скважину Самотлорского месторождения, которая составила 14 932 507,7 рублей/год.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б5Г	ФИО Нечаеву Данилу Андреевичу
----------------	----------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</i>	<i>Объектом исследования является эксплуатация установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях Игольско-Талового нефтяного месторождения (Томская область).</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Производственная безопасность</i>	<i>Анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации УЭЦН на кустовой площадке, а также обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.</i>
<i>2. Экологическая безопасность</i>	<i>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы), гидросферу (сбросы) и литосферу (отходы). Разработка решения по обеспечению экологической безопасности.</i>
<i>3. Защита в чрезвычайных ситуациях</i>	<i>Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. Выбор наиболее типичной ЧС, разработка превентивных мер по предупреждению ЧС, разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС и разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i>
<i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	<i>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 372 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нечаев Данил Андреевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Работа с установками электроцентробежного насоса содержит в себе много различных опасностей. Чрезвычайные ситуации могут возникать в связи с несоблюдением мер безопасности при работе с УЭЦН, они могут привести к серьезным травмам или даже к гибели. В данном разделе будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы при эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях Игольско-Талового нефтяного месторождения.

Игольско-Таловое нефтяное месторождение административно расположено в Каргасокском районе Томской области. Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом.

6.1 Производственная безопасность

В данном разделе будут проанализированы вредные (табл.6.1) и опасные факторы (табл.6.2), которые могут возникать при эксплуатации скважин с помощью УЭЦН.

Таблица 6.1 – Возможные вредные факторы при эксплуатации УЭЦН

Источник фактора, наименование видов работ	Вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Обслуживание и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [17]. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [18].
	Пониженная температура окружающей среды	СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [19].

Таблица 6.2 – Возможные опасные факторы при эксплуатации УЭЦН

Источник фактора, наименование видов работ	Опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Обслуживание и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН	Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [20]. ГОСТ IEC 61140-2012 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования» [21].
	Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. «Взрывобезопасность. Общие требования» [22].
	Высокие давления в системах работающих механизмов	ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие» [23].
	Опасность контакта с дикими животными, насекомыми и пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. «Биологическая безопасность. Общие требования» [24].

6.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации УЭЦН на кустовой площадке

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Источником выделения вредных и взрывопожароопасных веществ на кустовых площадках являются выбросы через неплотности фланцевых соединений, запорнорегулировочной арматуры скважин, замерной установки, а также сальниковых уплотнений.

Данный фактор может вызвать отравление парами углеводородов (УВ) и ожоги при возгорании смеси.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) нефтяного газа в воздухе рабочей зоны составляет 300мг/м³ согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [18].

Пониженная температура окружающей среды

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения,

способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

Во избежание возникновения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в различных компаниях, например, АО «Томскнефть», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться на открытом воздухе ремонтные и строительно – монтажные работы [25]:

- без ветра: - 36°C; при скорости ветра до 5м/с: - 33°C; от 5 до 8м/с: - 31°C; свыше 8м/с: - 29°C;
- все остальные работы: без ветра: - 37°C; при скорости ветра до 5м/с: - 36°C; от 5 до 10м/с: - 35°C; свыше 10м/с: - 33°C.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37°C и ниже.

Поражение электрическим током

Источником опасности поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа, являются неисправности электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдение персоналом правил электробезопасности.

Воздействие переменного и постоянного тока на организм человека приведены в таблицы 6.3.

Таблица 6.3 – Воздействие тока на человека

Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	Переменного тока 50-60Гц	Постоянного тока
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2-3	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5-7	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
20-25	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева

Продолжение таблицы 6.3.

Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	Переменного тока 50-60Гц	Постоянного тока
50-80	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90-100	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Высокие давления в системах работающих механизмов

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью.

Опасность контакта с дикими животными, насекомыми и пресмыкающимися

На Игольско-Таловом нефтяном месторождении главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

После получения сообщения об обнаружении медведя, признаков его присутствия или его следов с пятнами крови начальник смены или начальник цеха должен сообщить об данной нештатной ситуации начальнику Отдела безопасности для принятия решения о привлечении специалиста Отдела организации охотничьего надзора Управления Россельхознадзора по Томской области с целью оценки опасности данной ситуации на месте и принятия решения об вынужденном отстреле медведя в случае необходимости в соответствии с .ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ [24].

В весенне-летний период времени на территории Западной Сибири, в частности Томской области на Игольско-Таловом месторождении, повсеместно

обитают кровососущие насекомые, такие, как гнус и клещи, являющиеся переносчиками тяжелых заболеваний, в том числе клещевого энцефалита, болезни Лайма. Необходимо обеспечить сотрудников, работающих под открытым небом средствами индивидуальной защиты (противоэнцефалитный костюм, специальные химические средства индивидуальной защиты от кровососущих насекомых). Проводить само- и взаимоосмотры каждые 10 – 15 минут для обнаружения клеща, не садиться и не ложиться на траву; после возвращения с объекта строительства тщательно осматривать одежду и тело, не заносить в помещение верхнюю одежду на которой могут находиться клещи.

6.1.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего, обслуживающего УЭЦН

К газоопасным работам рабочие допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты органов дыхания (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

При температуре окружающего воздуха - 11°С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей зимнему времени года – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

Для защиты персонала от поражения электрическим током необходимо предпринимать следующие меры [21]:

- а) Изолировать токоведущие части оборудования;
- б) Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;

в) Применять СИЗ, не проводящие токи (инструменты с ручками из изолирующего материала, а также разного рода перчатки, трапы, кронштейн-площадки, специальные галоши, сапоги, коврики и дорожки);

г) Устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности

Методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта:

– к организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара.

– к техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения.

Персонал, обслуживающий сосуды высокого давления, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, также со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств. Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматикой защиты и сигнализации проводится ежемесячно. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место.

Необходимо обеспечить сотрудников, работающих под открытым небом средствами индивидуальной защиты (противоэнцефалитный костюм, специальные химические средства индивидуальной защиты от кровососущих насекомых). Все сотрудники должны пройти вакцинацию против клещевого энцефалита, и от других заболеваний (столбняк, сибирская язва и др.). В медпункте должен содержаться запас противовирусных препаратов. Работники

должны быть проинструктированы об оказании первой помощи при укусах змей, и клещей.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Охрана атмосферного воздуха

Основными существующими источниками выброса загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу на кустовой площадке являются:

- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов УВ;
- нефтепровод – неорганизованный источник выбросов УВ;
- передвижной сварочный пост – неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного.

ЗВ, выбрасываемые в атмосферу от существующих источников на Игольско-Таловом месторождении, относятся к 1 – 4 классам опасности.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки Игольско-Талового месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии на ГТЭС Игольско-Талового.

6.2.2 Охрана водной среды (гидросферы)

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин, при использовании подземного водозабора, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное использование воды при освоении скважин;
- применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- увеличения толщины стенок труб на переходах через водные объекты.

6.2.3 Охрана земель (литосферы)

Негативное воздействие объектов разработки на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;
- возможными аварийными разливами нефти.

Для снижения отрицательного воздействия разработки месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- проводить своевременную рекультивацию замазученных земель;

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- удар электрическим током;
- падение с высоты массивного оборудования;
- розлив химических веществ;
- разгерметизация рабочих трубопроводов.

Наиболее вероятный вид ЧС – это пожар и взрыв на рабочем месте.

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [26]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматическую остановку агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для устранения очагов возгорания территория, где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит.

Если обнаружен очаг возгорания – действовать надо быстро. Для его тушения нужно использовать все подручные средства – песок, огнетушители и пр. Если огонь продолжает распространяться, нужно немедленно вызвать пожарную охрану объекта, при ее отсутствии позвонить 01.

При объявлении эвакуации горящие и задымленные помещения проходить нужно быстро, защищая дыхательные органы влажной тканью (носовым платком). В сильно задымленных местах передвигаться лучше,

пригнувшись или ползком, т.к. на уровне пола чистый воздух дольше сохраняется.

Отыскивая пострадавших нужно громко окликнуть их. Увидев загоревшуюся на пострадавшем одежду, нужно помочь сбросить ее на пол или накинуть покрывало и плотно прижать его.

Не следует приближаться к взрывоопасным предметам. Если существует угроза взрыва – нужно лечь на живот, защитив голову руками. В случае взрыва необходимо принять меры, направленные на устранение пожара и недопущение паники, оказать помощь пострадавшим, если таковые имеются.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В данном подразделе рассмотрены правовые нормы трудового законодательства применительно к рабочим, эксплуатирующим УЭЦН.

Режим рабочего времени регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

Средний уровень зарплаты для профессии Оператор по добычи нефти и газа, который обслуживает скважины, оборудованные УЭЦН, составляет на март 2019 года 59 053руб в Томской области [27].

Все работы, связанные с эксплуатацией УЭЦН (обслуживание, перевозка, монтаж, демонтаж), должны выполняться в соответствии с правилами безопасности и инструкциям по охране труда для рабочих цехов добычи нефти и ППД.

На работу следует принимать лиц не моложе 18 лет, годных по состоянию здоровья, соответственным образом обученных и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Рациональная планировка рабочего места обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

Вывод

Были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие на оператора, обслуживающего УЭЦН.

Соблюдая все требования безопасности при обслуживании и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, оператор может избежать тех вредных и опасных факторов, приведенных выше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Игольско-Таловом месторождении более 99% добываемой нефти добывается с помощью УЭЦН, поэтому решение задач, направленных на увеличение эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН, является особенно актуальной.

В ходе анализа статистики отказов за 2014 год было выявлено, что большая часть эксплуатационных отказов происходит по причине коррозии и солеотложений в связи с высокой обводненностью скважин и агрессивности их продукции.

Последствия роста отказов:

- Снижение показателей МРП и СНО;
- Потери нефти от простоя скважин при текущем ремонте скважин (ТРС) и при продолжительном выходе на режим;
- Затраты на ТРС, смену и ремонт НКТ и УЭЦН.

Основные направления повышения МРП:

1. Контроль супервайзерами за ремонтом и комплектацией ЭЦН;
2. Целевое использование НКТ в коррозионно-стойком исполнении;
3. Развитие химизации производственных процессов.

Мероприятия по предупреждению осложнений приведут к сокращению отказов, улучшению качества электропогружного оборудования, повышению качества работы с механизированным фондом.

В работе были предложены мероприятия по предупреждению и борьбе с осложняющими факторами. Дана оценка экономической эффективности капиллярной системы подачи химических реагентов в скважину на примере Самотлорского месторождения. Были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие на оператора, обслуживающего УЭЦН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения - ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2015 г
2. Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190 с
3. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 22–23.
4. Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков – Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. – 141 с.
5. М.С. Тарасов, Особенности электрохимической коррозии металлов / М.С. Тарасов, Е.А. Кузнец. – Курск: Университетская книга, 2017. – С. 235-238.
6. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН / А.А. Даминов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2009. – № 8. – С. 32–36.
7. Апасов Г.Т. Протекторная защита от коррозии насосного оборудования и НКТ на месторождениях Западной Сибири / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, В.Г. Мухаметшин, Г.С. Дубинский – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2017. – С. 146-156.
8. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
9. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.; под ред. Г.П. Зазули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372с.

10. Гарифуллин, И. Ш. Применение специальных погружных капиллярных устройств для предупреждения осложнений в скважине / И. Ш. Гарифуллин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 8. – С. 34–41.

11. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа: учебник. / Ишмурзин А.А., Матвеев Ю.Г. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2014. – 532 с.

12. Мальцев, А. П. Опыт внедрения оборудования для подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО / А. П. Мальцев, А. А. Сабиров, Н. Н. Соколов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – № 2. – С. 60–62.

13. Шевяков К. С. Внедрение современных методов защиты УЭЦН при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей на месторождениях ОАО "Томскнефть" ВНК / К. С. Шевяков ; науч. рук. В. Н. Арбузов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 440-442].

14. Галлеев Р. Г., Дияшев Р. Н., Потапов С. С. Исследование минерального состава и причин отложений солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство.-2000.-№5.-с.41 – 45.

15. Патент РФ 44999. Устройство для дозировки реагента / В.Ф. Голубев, А. Р. Латыпов, Н. Н. Хазиев и др. – Б. И. – 2005. – № 10.

16. С.В. Иванов. Применение новой капиллярной системы ввода реагента / С. В. Иванов, Д. А. Погребнов // Сфера. Нефть и газ. – 2013. – №5. – С. 32-33.

17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007. – 5 с.

18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2008. – 48 с.

19. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. – М.: Стандартинформ, 2016. – 48 с.
20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 9 с.
21. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 32 с.
22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003 – 5 с.
23. ГОСТ 356 – 80 Давления условные пробные и рабочие. – М.: Стандартинформ, 2006. – 19 с.
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002 – 2 с.
25. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.
26. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.
27. Сайт по поиску работы Trud.com [Электронный ресурс] / Обзор статистики зарплат профессии Оператор по добычи нефти и газа в России. URL: <https://russia.trud.com/salary/692/82595.html>