

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

УДК 622.276.054(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Браун Дмитрий Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук 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	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых</i> знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного</i> опыта, уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессами объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности <i>членов команды</i> , готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Брауну Дмитрию Анатольевичу

Тема работы:

ВЫБОР МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.03.2019 2023/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Западно-Сургутскому месторождению; Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ; Фондовая и периодическая литература; Материалы исследовательских институтов
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Нефтегазоносность Запасы нефти и газа Краткая историческая справка об УЭЦН и ШГНУ Принцип работы, комплектация, подземного и наземного оборудования УЭЦН и ШГНУ Осложнения и их влияние на работу УЭЦН Виды отказов установок УЭЦН Осложнения и их влияние на работу ШГНУ Виды отказов установок ШГНУ Величины используемые для проведения оценки глубинно-насосного оборудования
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Общие сведения о Западно-Сургутском месторождении Понятия об установке электроцентробежного и штангового насосов. принципы работы. Эффективность работы глубинно-насосного оборудования и анализ эксплуатационных параметров используемого оборудования.	Ассистент, Курганова Елена Владимировна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		19.03.2019
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Браун Дмитрий Анатольевич		19.03.2019

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Бакалавр</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Осенний семестр 2018 /2019 учебного года</u>

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
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.2019	Общие сведения о Западно-Сургутском месторождении.	20
13.04.2019	Понятия об установке электроцентробежного и штангового насосов. принципы работы.	25
26.05.2019	Эффективность работы глубинно-насосного оборудования и анализ эксплуатационных параметров используемого оборудования	25
19.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 60 страниц, 13 рисунков, 9 таблиц, 21 источник использованной литературы.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, установка штангового глубинного насоса, отказы, причины отказов, осложнения, анализ причин отказов, наработка на отказ, скважина, нефть, месторождение

Объектом исследования является эксплуатационный фонд скважин на Западно-Сургутском месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка эффективности работы глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации добывающих скважин, анализ эксплуатационных параметров всех типов используемого оборудования.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему эксплуатационному фонду скважин. Проведен анализ эффективности работы установок глубинно-насосного оборудования по ключевым технологическим показателям, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования.

В процессе исследования рассматривались: геологическая характеристика месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, рассмотрены насосные установки вида ЭЦН и ШГН, а также анализ эффективности его применения.

Геологическая часть включает в себя сведения о расположении месторождения и его структуре, нефтеносных горизонтах, запасах нефти, сведения о свойствах пластовых жидкостей и газов. В специальной части рассмотрен принцип разработки Западно-Сургутского месторождения.

Обозначения, определения и сокращения

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
УШГН – установка штангового глубинного насоса
КПД – коэффициент полезного действия;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ПЭД – погружной электродвигатель;
ТМС – телеметрическая система;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ТУ – технические условия;
АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
ВНК – водонефтяной контакт;
СК – станок качалка;
ГОСТ – государственный стандарт;
СУ – станция управления;
ППУ – паропередвижная установка;
МП – механические повреждения;
КВЧ – количество взвешенных примесей;
НО – наработка на отказ;
МРП – межремонтный период;
НТП – научно-технический прогресс;
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;
СНиП – строительные нормы и правила;
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..	11
1.1. Нефтегазоносность	12
1.2. Запасы нефти и газа.....	17
2. ПОНЯТИЯ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО И ШТАНГОВОГО НАСОСОВ. ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ.....	19
2.1. Краткая историческая справка об УЭЦН и ШГНУ	19
2.2. Принцип работы, комплектация, подземного и наземного оборудования УЭЦН и ШГНУ	21
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ	28
3.1. Осложнения и их влияние на работу УЭЦН.....	28
3.2. Виды отказов установок УЭЦН.....	32
3.3. Осложнения и их влияние на работу ШГНУ	36
3.4. Виды отказов установок ШГНУ	37
3.5. Величины используемые для проведения оценки глубинно-насосного оборудования.....	39
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	59

ВВЕДЕНИЕ

Сургутнефтегаз – крупнейшая российская нефтяная компания. Сфера деятельности компании охватывает разведку, обустройство и разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу и реализацию нефти и газа, производство и сбыт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. Сургутнефтегаз отличается стабильная динамика роста, основанная на высоких темпах роста производства и постоянном наращивании сырьевого потенциала. Гибкая долгосрочная стратегия развития компании основана на многолетнем опыте и использовании новейших технологий.

В настоящее время на нефтяных промыслах, в том числе в ПАО «Сургутнефтегаз» широко используются установки электроцентробежного насоса – УЭЦН и штанговые глубинно-насосные установки – ШГНУ.

Объектом исследования является УЭЦН и ШГНУ. Целью данной дипломной работы является рассмотрение эффективности работы глубинно-насосного оборудования на Западно-Сургутском месторождении.

Поставленная цель достигается путем решения следующих задач в определенной последовательности:

- Представить общее понятие об оборудовании и явлениях, о которых пойдет речь в данной работе.
- Дать детальное представление о УЭЦН и ШГНУ, рассмотреть их основные возможности, описать отдельные элементы.
- Рассмотреть какие элементы УЭЦН и ШГНУ могут выходить из строя
- Проанализировать существующие на сегодняшний день способы поиска и анализа причин отказов УЭЦН и ШГНУ.
- Изучить основные факторы (причины), осложняющие работу УЭЦН и ШГНУ, приводящие к его поломкам, описать их меры предотвращения.
- Произвести расчет экономической эффективности эксплуатации УЭЦН и ШГНУ
- Применить полученные результаты к анализу причин отказов на Западно-Сургутском месторождении.

При решении вышеперечисленных задач важную роль играет удешевление и оптимизация использования нефтепромыслового оборудования на каждом этапе добычи. Этап добычи в большой степени определяет эффективность функционирования нефтяного месторождения в целом. Правильное использования скважинного оборудования, рациональное расходования его ресурса и продление срока его службы приобретают важный характер.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Западно-Сургутское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области. Ближайшим населенным пунктом является город Сургут.

По состоянию на 01.01.2014 месторождение полностью обустроено.

Сбор углеводородного сырья с добывающих скважин осуществляется на пять дожимных насосных станций (ДНС). Все они совмещены с установками предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), на которых нефть проходит предварительную подготовку (разгазирование, предварительное обезвоживание) и транспортируется на Западно -Сургутский Центральный товарный парк, где проходит подготовку до товарных кондиций. [1]

Суммарная установленная мощность ДНС по состоянию на 01.01.2014 составила 90 тыс.м³/сут, производительность УПСВ - 122 тыс.м³/сут. Фактическая загрузка мощностей по разгазированию жидкости на 01.01.2014 составляет: ДНС-1 - 88.3 %, ДНС-1А - 126.9 %, ДНС-2А - 52.8 %, ДНС-4А - 88.7 %, ДНС-5А - 74.8 %. Дефицит мощностей по предварительному обезвоживанию на месторождении не наблюдается, УПСВ загружены на 50-90 %.[1]

На месторождении создана и действует система нефтегазосборных сетей протяжённостью порядка 308 км. Система напорных нефтепроводов суммарной протяжённостью порядка 39 км обеспечивает транспорт предварительно подготовленной нефти в направлении УПН.

Ближайшая нефтеперекачивающая станция системы ОАО «АК «Транснефть» расположена также на территории месторождения.

Достаточно развита система сбора и транспорта газа. На территории месторождения расположены установка переработки газа и завод стабилизации конденсата. Коэффициент использования газа на 01.01.2014 составил 99.65 %.

Поддержание пластового давления реализуется посредством восьми традиционных наземных кустовых насосных станций. Суммарная проектная производительность по установленному оборудованию составляет 115.7

тыс.м³/сут. Загрузка мощностей КНС колеблется в пределах 50-82 %. Кроме этого, действуют подземные кустовые насосные станции на 15 кустах, обеспечившие в 2013 году добычу сенноманской воды в объёме 1419.4 млн.м³. На месторождении в целях поддержания пластового давления используется два вида воды: сточная вода с УПСВ и ЦППН и сенноманская вода. Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется по системе высоконапорных водоводов протяжённостью 304 км. [1]

1.1. Нефтегазоносность

Промышленно нефтеносными в пределах месторождения являются терригенные отложения сангопайской свиты (пласт АС9), усть-балыкской свиты (пласты БС1, БС2+3, БС4), сортымской свиты нижнемелового возраста (пласты БС10+11, БС12), васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласт ЮС1) и тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт ЮС2). На месторождении в восьми продуктивных пластах выявлено 15 залежей нефти, которые в различной степени совпадают в плане. Этаж нефтегазоносности на месторождении составляет 988 м: изменяется от 1863.7 м (кровля нефтенасыщенного коллектора пласта АС9) до 2851.3 м (подошва нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС2). [1]

Пласт АС9

Пласт представлен одной залежью, расположенной в центральной части структуры, нефтенасыщенный коллектор вскрыт семью скважинами, все скважины пробурены в водоплавающей зоне. При опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 4.1 до 19 м³/сут. По типу залежь – водоплавающая; ВНК вскрыт в скважинах №27Б и 731, принят на отметке 1872 м. Размеры залежи составляют 1.2х0.7 км, высота – около 6 м. Кровля нефтенасыщенных коллекторов по скважинам вскрыта на абсолютных отметках от 1863.7 до 1873.3 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1.2 м (скв. №54) до 5.7 м (скв. №1307), в среднем по пласту составляя 4.2 м. [1]

Пласт БС1

Залежь пласта расположена в центральной части лицензионного участка,

границы залежи контролируются скважинами, вскрывшими с кровли водонасыщенный пласт. При опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 4.0 до 122 м³/сут. По типу залежь – пластовая сводовая; ВНК принят на отметке 2009.2 м. Размеры залежи составляют 22х9.5 км, высота – 56 м. Кровля нефтенасыщенных коллекторов по скважинам вскрыта на абсолютных отметках от 1951.4 до 2051.9 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 0.6 м (скв. №352) до 13.2 м (скв. №1456). [1]

Пласт БС2+3

Характеристика толщин и неоднородности строения продуктивной части пласта по скважинам: общая толщина в среднем равняется 16.9 м, нефтенасыщенная – 9.2 м, расчленённость – 2, коэффициент песчанистости – 0.78. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по ГИС высокие: проницаемость – $758.6 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент пористости – 0.28, коэффициент нефтенасыщенности – 0.59. Глинистый раздел между нефтью и водой по скважинам достигает 3.8 м, в среднем составляя 0.6

Залежь 1 выявлена в центральной части месторождения. Продуктивность подтверждена результатами испытаний разведочных и работой эксплуатационных скважин (получены притоки нефти дебитами от 5.6 до 119.1 м³/сут). По типу залежь классифицируется как пластовая сводовая, размеры составляют 10.5х5.8 км, высота залежи – 39 м. Для залежи характерна высокая доля ВНЗ (78 %), ВНК принят на отметке 2009.2 м. [1]

Залежь 2 расположена к юго-западу от залежи 1 и имеет небольшие размеры – 2.9х1.4 км при высоте – 40 м. По типу залежь – пластовая сводовая.

Пласт БС4

Пласт представлен одной залежью, расположенной в центральной части структуры, нефтенасыщенный коллектор вскрыт 28 скважинами, все скважины пробурены в водоплавающей зоне. При опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 2.9 до 29 м³/сут. По типу залежь – водоплавающая, ВНК принят на отметке 2009.2 м; размеры составляют 2.0х1.8 км, высота – 11 м. Кровля нефтенасыщенных коллекторов по скважинам вскрыта на абсолютных

отметках от 1997.6 до 2008.1 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0.4 м (скв. №1189) до 7.4 м (скв. №9К), в среднем по пласту составляя 4.0 м. [1]

Пласт БС10+11

Пласт БС10+11 в целом является регрессивно-трансгрессивной толщей прибрежно-морского генезиса и представлен чередованием песчаных, глинистых и плотных прослоев. Ранее пласты БС10 и БС11 рассматривались как разные подсчётные объекты, кроме того, в пределах пласта (горизонта) БС10 выделялись три последовательно перекрывающих друг друга регрессивных цикла отложений, индексированные как пласты БС10/1, БС10/2 и БС10/3. Но в результате бурения и комплексного изучения отложений этих пластов выяснилось, что по условиям образования, литолого-минералогическим особенностям и ФЕС породы пласта БС11 близки к отложениям горизонта БС10, а так же отмечаются участки, где характер распространения песчаных тел приобретает элементы клиноформного залегания, и выделить границы зональных интервалов (пластов) здесь можно лишь условно – всё это позволяет рассматривать отложения обоих пластов совместно, как пласт БС10+11.

В пласте выявлено две залежи нефти – основная и залежь в районе скважины №304Р. [1]

Залежь основная в восточной части ограничена зоной неколлектора, на севере и западе контролируется скважинами, вскрывшими водонасыщенный с кровли коллектор, южная граница залежи принята по линии фарватера реки Обь, являющейся границей месторождения. При испытании разведочных и эксплуатационных скважин в пределах залежи получены притоки нефти дебитом от 0.3 (скв. №300Р) до 92 м³/сут (скв. №42Р). По типу залежь – пластовая сводовая, литологически экранированная; размеры составляют 27.2х13.5 км, высота залежи – около 105 м. ВНК залежи имеет наклон с севера (от 2280 м) на юг (до 2293 м) и с запада на восток (до 2308 м в районе скважины №74Р).

Юго-восточная часть площади основной залежи пласта БС10+11, где нефтенасыщенные коллекторы от скважины №289Р распространились далее на

восток, полностью находится в пойменной зоне р.Обь и городской черте г.Сургута, условно названа залежью в районе скважин №64Р, 74Р. Коллекторы замещаются в северной и восточной частях залежи, в южном направлении распространяются на правобережную часть р.Обь. Размеры залежи в пределах лицензионной границы составляют 4.5х11 км. [1]

Залежь в районе скважины №304Р выявлена к северо-востоку от основной залежи. По типу залежь – пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры залежи составляют 4.3х3.0 км, высота – 60 м. ВНК принят на отметке 2255.6 м (подошва последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №304Р).

Пласт БС12

Практически по всей площади месторождения пласт заглинизирован, коллектор встречается лишь в южной части лицензионного участка, залежи нефти обнаружены в районе скважины №289Р, условно названы как участок 1 и участок 2. Пласт вскрыт на глубинах от 2327 до 2374 м, при испытании получен приток безводной нефти дебитом 24 м³/сут. По типу залежи – пластовые сводовые, литологически экранированные; ВНК принят на отметках 2377.8 и 2342.2 м. Размеры залежей составляют 0.8х0.6 и 1.1х0.9 км, высота – 2 и 13 м. [1]

Пласт ЮС1

Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта по данным ГИС: Общая толщина пласта в среднем по скважинам залежи составляет 12.7 м, нефтенасыщенная – 3.0 м, изменяясь по скважинам от 0.8 (скв. №2001) до 6.8 м (скв. №1545). Пласт в продуктивной части представлен тремя пропластками, коэффициент песчанистости разреза – 0.26. ФЕС пласта ниже средних: проницаемость – $15.1 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент пористости – 0.18, коэффициент нефтенасыщенности – 0.46. [1]

Залежь в районе скважины №915Р открыта в 1977 году, расположена в восточной части месторождения. При испытании пласта в скважине №915Р в интервале отметок 2686.2–2692.2 м была получен дебит нефти 15.6 м³/сут и воды 1.4 м³/сут; в скважине №918Р в интервале 2659–2665.2 м – нефть дебитом

7.3 м³/сут при Н_{дин}=726 м. Залежь классифицируется как пластовая сводовая, размеры – 5.0х4.3 км, высота – около 40 м. ВНК принят на отметке 2700 м. Нефтенасыщенная толщина равна 2.6 м, ФЕС по скважине – невысокие. [1]

Залежь в районе скважины №1350 находится в центральной части ЛУ, классифицируется как пластовая сводовая, размеры – 4.6 х 2.0 км, высота – около 40 м. ВНК вскрыт на а.о. 2588 м. Нефтенасыщенная толщина равна 4.4 м, ФЕС по скважине – невысокие.

Залежь в районе скважины №1555 вскрыта данной скважиной на абсолютной отметке 2636.0 м, размеры – 0.8х0.6 км, высота – около 2 м, классифицируется как водоплавающая, ВНК принят на а.о. 2637.9 м. Нефтенасыщенная толщина равна 1.6 м, ФЕС по скважине – низкие. [1]

Залежь в районе скважины №1406 вскрыта четырьмя скважинами на абсолютных отметках кровли нефтенасыщенных коллекторов от 2583.6 до 2643.1 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется по скважинам от 1.6 до 4.2 м, в среднем составляя 3.0 м. ВНК принят на отметке 2646 м. Залежь по типу – пластовая сводовая, размеры – 5.5х3.7 км, высота – 62 м. [1]

Пласт ЮС2

Пласт представлен одной залежью, которая занимает всю территорию лицензионного участка, имеет региональный характер распространения и прослеживается на Восточно-Сургутском, Федоровском, Сайгатинском и других месторождениях. При последнем подсчёте запасов в отложениях тюменской свиты был выделен один подсчётный объект – пласт ЮС2 (верхняя нефтенасыщенная часть горизонта ЮС2), при дальнейшем разбуривании залежи в нижней части горизонта ЮС2 были выявлены нефте-водонасыщенные коллекторы, в связи с этим верхняя часть горизонта ЮС2 условно названа как пласт ЮС2/1, а нижняя – ЮС2/2. Продуктивность подтверждена результатами испытаний скважин – при опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 0.2 до 47.4 м³/сут. По типу залежь является стратиграфической с зонами литологического замещения, размеры залежи в пределах Западно-Сургутского ЛУ составили 25.2х21.1 км. Кровля нефтенасыщенного коллектора

пласта ЮС2 вскрыта на абсолютных отметках от 2576 (скв. №6507) до 2823.7 м (скв. №64Р). [1]

Общая толщина пласта в среднем составляет 23.3 м, нефтенасыщенная – 4.2 м. [1]

1.2. Запасы нефти и газа

На Западно-Сургутском месторождении установлена продуктивность восьми пластов: АС9, БС1, БС2+3, БС4, БС10+11, БС12, ЮС1 и ЮС2.

Запасы углеводородов Западно-Сургутского месторождения утверждены ГКЗ Роснедра в 2008 году (протокол от 04.06.2008 №1656-дсп). Часть запасов нефти на востоке и юго-востоке месторождения расположена в санитарно-защитной зоне г. Сургута (СЗЗ). [1]

В 2008–2014 годах в соответствии с утверждёнными проектными решениями на месторождении проводилось разбуривание проектного фонда скважин. По результатам бурения геологическое строение и запасы нефти пластов ЮС1 и ЮС2 были уточнены (протоколы Роснедра от 05.06.2009 №18/310-пр, от 24.05.2011 №18/302-пр, от 31.01.2012 №18/50-пр, от 05.02.2013 №18/63-пр, от 15.10.2013 №18/487-пр, от 01.11.2013 №18/547-пр, от 31.07.2014 №18/444-пр). Кроме того, в связи с необеспеченностью добычи растворённого газа запасами на поздней стадии разработки месторождения было пересмотрено значение газосодержания и пересчитаны начальные запасы растворённого газа по пластам БС1, БС2+3, БС4 и БС10+11 (протокол Роснедра от 05.06.2014 №18/292-пр). [1]

В настоящее время на государственном балансе числятся следующие запасы углеводородов:

– начальные геологические запасы

нефти:

477256 тыс.т(категории АВС₁),

25962 тыс.т(категория С₂);

– начальные извлекаемые запасы:

нефти: 209403 тыс.т(категории АВС₁),
3008 тыс.т(категория С₂);
растворённого газа: 9063 млн.м³ (категории АВС₁),
153 млн.м³ (категория С₂).
Коэффициенты извлечения нефти: 0.439 (категории АВС₁),
0.116 (категория С₂).

Разведанность месторождения достаточно высокая – геологические запасы категорий АВС₁ составляют 503218 тыс.т или 94.8 % от суммарных. Наибольшая часть геологических запасов, классифицированных по категории С₂, приурочена к пласту ЮС2 – 18292 тыс.т или 70.5 % от запасов категории С₂ месторождения. Наибольшим по количеству запасов (категории АВС₁) является пласт БС10+11 – 253434 тыс.т (53 %), вторым по величине запасов является пласт БС1 – 95690 тыс.т (20 %).[1]

По сумме категорий АВС₁+С₂ начальные геологические запасы нефти месторождения увеличились относительно утверждённых ГКЗ в 2008 году на 6.1 % (с 474457 до 503218 тыс.т), начальные извлекаемые запасы – на 3.5 % (с 205264 до 212411 тыс.т).

Часть территории на юго-востоке Западно-Сургутского месторождения расположена в пределах санитарно-защитной зоны г. Сургута (СЗЗ). Всего по месторождению геологические запасы нефти этих зон составляют: категории С₁ – 3453 тыс.т (0.7 %), категории С₂ – 12904 тыс.т (49.7 %), в том числе: [1]

- пласт БС10+11: категория С₁ – 2438 тыс.т (0.5 %), категория С₂ – 4818 тыс.т (18.6 %);
- пласт ЮС1: категория С₂ – 1585 тыс.т (6.1 %);
- пласт ЮС2: категория С₁ – 1015 тыс.т (0.2 %), категория С₂ – 6501 тыс.т (25 %).

2. ПОНЯТИЯ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО И ШТАНГОВОГО НАСОСОВ. ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ.

2.1. Краткая историческая справка об УЭЦН и ШГНУ

УЭЦН очень универсальное оборудование, диапазон подач которого 10 – 1000 м³/сут, напор может превышать 3000 м, КПД установок самый высокий среди всех механизированных способов добычи. Также УЭЦН имеет гибкую систему дистанционного управления, позволяющую добиться требуемого рабочего режима. [2]

Создателем первого в мире УЭЦН является наш соотечественник Арутюнов Армаис Саркисович. Первые промысловые эксперименты с установкой погружного центробежного насоса были проведены А. Арутюновым в Бакинских нефтяных месторождениях. Позже российский изобретатель эмигрировал в США, где основал фирму REDA. Первые серийные образцы насосов компания Армаиса стала выпускать в 1926 году. Арутюнов А. получил патент США на свою погружную установку, где открыл принципиальные особенности нового способа добычи нефти. В дальнейшем, конструкция установки все время совершенствовалась, адаптируясь к усложняющимся условиям эксплуатации. В 1930 году компания меняет свое название на REDA Pump и еще долгие годы занимает лидирующие позиции на рынке погружных центробежных электронасосов.

Редко в какой отрасли найдётся столь же долговечное средство, как станки-качалки, применяемые в нефтедобыче. Изобретённые много лет назад, они и сегодня являются неотъемлемой частью производства. [3]

Отметим, что сам принцип добычи с помощью скважины человечество изобрело очень давно, но потребовались века, чтобы инженеры научились откачивать нефть с помощью насосов.

Первые скважины пробурили китайцы более двух тысяч лет назад, на Руси свидетельства о первых скважинах относятся к VIII-IX векам. Из скважин тогда добывали соль, которая на тот момент представлялась более ценным веществом, нежели нефть.

Спустя годы один из первых русских нефтедобытчиков Федор Прядунов построил на Ухте первую нефтяную вышку. Внешне это был четырёхугольный сруб, внутри которого помещали нефтяной ковш, который собирал нефть в специальный ушат.

Обустроить нефтяные промыслы на Кубани с помощью простейшей механизации попытался атаман Черноморского казачьего войска, генерал-майор Николай Завадовский.

В итоге к 1870-м годам широкое распространение получил способ добычи с помощью так называемого тартания, когда из пробуренной скважины нефть черпали с помощью длинного (до 17 м) сосуда цилиндрической формы — желонки. [3]

В 1886 году Владимир Шухов создал «шнуровой» насос, а в 1891 году представил инерционное поршневое устройство. В 1899 году свой скважинный насос явил миру Николай Соколовский. Последующие годы российские исследователи неоднократно возвращались к проблеме использования насосов.

В 1924 году первые советские наркомы обратили внимание на повышение эффективности нефтедобычи в США после доклада вернувшегося из командировки инженера Александра Серебровского. Американцы применяли плунжерный насос, который функционировал через колонну штанг, соединённую с установленным на поверхности силовым приводом.

Уже через год отечественные аналоги, правда с конструктивными изменениями, начали выпускать на заводе в Баку. Более совершенные редукторные станки-качалки с клиноременной и закрытой зубчатой передачей, глубинными насосами конструкции того же Арутюнова появились в СССР в начале 1950-х годов. [3]

Конструкция станков-качалок не предъявляет особых требований к инструментальному хозяйству, все узлы оборудования взаимозаменяемы. Тем не менее, в условиях постоянного повышения добычи нефти на скважинах параметры работы глубинно-насосного оборудования изменяются, что сказывается на верхнем оборудовании и приводит к отказам станков-качалок.

Эксперт уверен, что простой даже одного станка-качалки влечёт ощутимые экономические потери, и для снижения отказов совершенствуются узлы станков-качалок (например, усиливаются крепления головок и траверс балансиров), ведётся работа с более надёжными поставщиками ТМЦ. [3]

2.2. Принцип работы, комплектация, подземного и наземного оборудования УЭЦН и ШГНУ

Глубинно-насосное оборудование эксплуатационных скважин

При извлечении нефти из пластов Западно-Сургутского месторождения применяются различные виды глубинно-насосного оборудования.

Установки ЭЦН и ШГН довольно просты в обслуживании, так как на поверхности имеются трансформатор и станция управления с частотным преобразователем (вариатором частоты), который дает возможность изменять скорость вращения вала насоса, тем самым, изменяя параметры работы установки. Станция управления предназначена также для защиты и контроля параметров погружного оборудования, поддерживать запланированный режим эксплуатации скважин и предотвращать аварии.

Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН)

Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) включает в себя подземное (приведено на Рис. 2) и наземное оборудование (устьевая арматура, станция управления, трансформатор).

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса. Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-800, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 800 - напор, м. Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К» [4]. Маркировка УЭЦН представлена на Рис. 1

X	ЭЦН	X	X	X	XX	XX	X	Цифра «1» обозначает насос с газосепаратором по ТУ 3665-020-00220440-94, номер модификации по ТУ 3665-026-00220440-96 или варианты конструктивного исполнения по ТУ 3631-025-21945400-97, по ТУ 3631-00217930-004-96 буква Л обозначает завод-изготовитель — «ЛЕМАЗ», цифра — номер модификации
								Центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя
								По ТУ 3631-025-21945400-97 буква А обозначает завод-изготовитель — «АЛНАС», по ТУ 3665-004-00217780-98 буква Д обозначает двухпорность ступени, по остальным ТУ буква М обозначает модульность
								Буквы К, Т и КТ обозначают соответственно коррозионностойкое, теплостойкое или коррозионно-теплостойкое исполнения
								Группа насоса
								Подача насоса, м³/сут
								Напор насоса, м
								Буква Г обозначает насос, эксплуатируемый с газосепаратором по ТУ 3665-026-00220440-96

Рис. 1. Значение шифра УЭЦН [2]

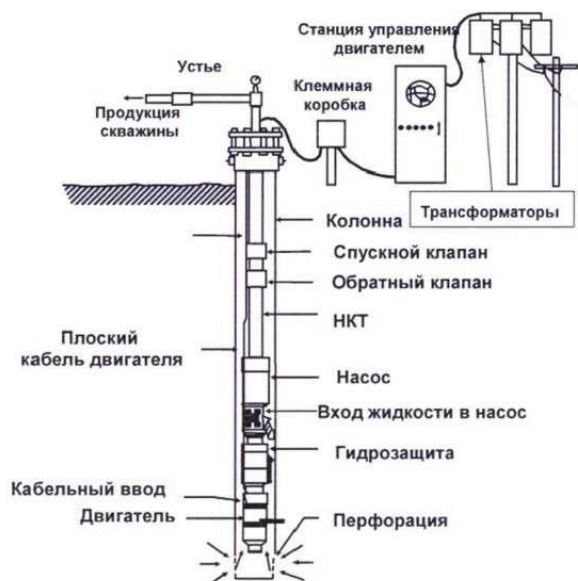


Рис. 2. Схема УЭЦН

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты, разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для

разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода при подъеме насоса из скважины.

Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса.

Гидрозащита двигателя – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления

подачи электроэнергии.

Установка штангового глубинного насоса УШГН

Установка штангового глубинного насоса УШГН (Рис. 3) состоит из наземного и подземного оборудования. Подземное оборудование включает: штанговый скважинный насос (ШСН) со всасывающим клапаном 1 (неподвижный) на нижнем конце цилиндра и нагнетательным клапаном 2 (подвижный) на верхнем конце поршня-плунжера, насосные штанги 3 и трубы.

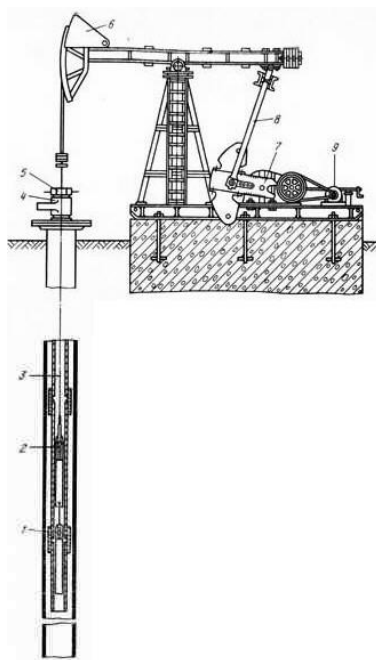


Рис. 3. Общая схема штангового глубинного насоса

В наземное оборудование входит станок-качалка (СК), состоящий из электродвигателя 9, кривошипа 7, шатуна 8, балансира 6, устьевого сальника 5, устьевой обвязки и тройника 4.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение. СК имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами 7 с помощью двух шатунов 8, расположенных по обе стороны редуктора.

Редуктор с постоянным передаточным числом, маслозаполненный, герметичный имеет трансмиссионный вал, на одном конце которого предусмотрен трансмиссионный шкив, соединенный клиноременной передачей с малым шкивом электродвигателя 9.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Промышленностью выпускается большое число станков-качалок различных типоразмеров, грузоподъемностью на головке балансира от 10 до 200 кН. ШГНУ имеет различные комплектации, которые выбираются индивидуально для различных геолого-технических условий месторождения. Маркировка ШГНУ представлена на Рис. 4.

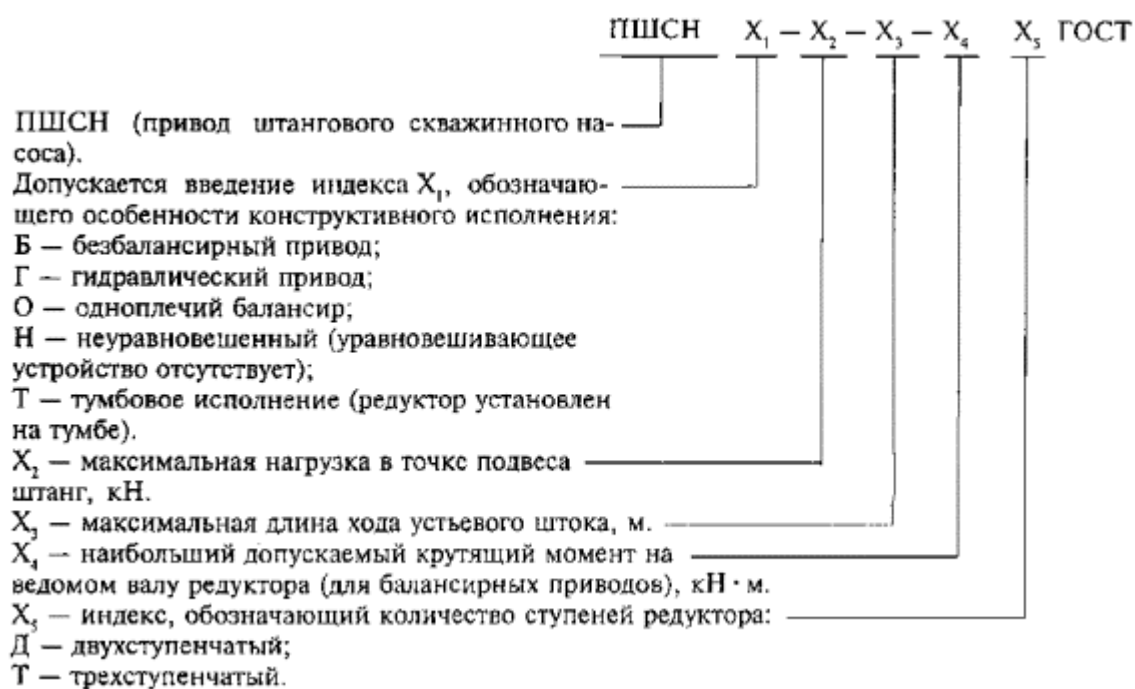


Рис. 4. Значение шифра ШГНУ

Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2 - 4 м) цилиндра. На нижнем конце цилиндра укреплен неподвижный всасывающий клапан, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер выполненный в виде длинной (1 - 1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан, также открывающийся

вверх. Плунжер подвешивается на штангах. При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Таким образом, плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6 - 6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.

Скважинное оборудование

Якорь динамический противоотворотный предназначен для предотвращения разворачивания колонны НКТ в процессе эксплуатации погружного насоса. Якорь присоединяется к нижней части насоса



Рис. 5. Погружной блок ТМСП-3

Система погружной телеметрии «Электон-ТМСП-3» (Рис. 5) служит для регистрации и передачи внешним устройствам значений:

- давление пластовой жидкости на приеме насосной установки;
- температура масла погружного электродвигателя (ПЭД);
- уровень виброускорения ПЭД в радиальном и осевом направлениях;
- температура пластовой жидкости
- переменное напряжение в точке "0ТМПН";
- сопротивление изоляции или ток утечки (по выбору) системы "ТМПН-погружной кабель-ПЭД".

Система погружной телеметрии "Электон-ТМС-8" (Рис. 6) предназначена для работы в составе штанговых насосных установок и предназначена для

регистрации и передачи внешним устройствам текущих значений следующих параметров:

- давления на приеме насоса (давления масла электродвигателя);
- температуры пластовой жидкости на приеме насоса;
- температуры пластовой жидкости в нижней части пакера;
- сопротивления изоляции.



Рис. 6. Погружной блок ТМСП-8

Кроме измеряемых параметров в наземный блок передается информация о составе, характеристиках, типе и диапазоне измерения датчиков погружного блока "Электон-ТМСП-8".

Передача сигнала от наземного блока ТМСН к контроллеру СУ "Электон" производится через порт RS-485 в цифровом виде по протоколу ModbusRTU, а на компьютер через интерфейс RS-232.

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Как известно, на сегодняшний день большинство нефтяных месторождений РФ находится на 3 и 4 стадии разработки. С каждым днем увеличивается малодебитный фонд скважин, условия извлечения углеводородов становятся все сложнее. На территории Западной Сибири большинство скважин имеет глубины более 2 км, причем стволы скважин имеют значительные отклонения углов от вертикали. Помимо этого извлекаемая нефть зачастую имеет высокое количество растворенного газа, механических примесей, смол. Пластовые воды содержат большое количество солей, которые негативно сказываются на работе оборудования. Эти и многие другие негативные факторы приводят к осложнениям работы УЭЦН и ШГНУ и преждевременным выходам оборудования из строя.

Совокупное действие осложняющих факторов на работу насоса снижает рентабельность эксплуатации оборудования, а порой сводит ее на нет. В связи с этим, одной из значимых задач стоящих перед нефтяными и сервисными компаниями, работающими с УЭЦН и ШГНУ, является сведение к минимуму действия осложняющих факторов. Однако чтобы эффективно бороться с проблемой необходимо ее детально представлять. Очень важно понять какие именно причины приводят к поломкам УЭЦН и ШГНУ, как это происходит, и в каком соотношении. Выяснив эти вопросы можно приступать к проведению защитных мер оборудования от влияния тех или иных осложнений

3.1. Осложнения и их влияние на работу УЭЦН

Влияния газа на работу насоса и способы борьбы с ним

Как правило, большинство УЭЦН работают в скважинах, в которых пластовое давление меньше давления насыщения. В связи с этим, на приеме насоса существует какое-то количество свободного газа. Численно, это значение оценивают как объемное содержание газа у приема насоса. Допустимое значение

для насосов без газосепаратора составляет 5 %. С применением газосепаратора, допустимое газосодержание увеличивается до 65 %. Газ в увлекаемой в насос жидкости может находиться как в виде мелкодисперсных пузырьков, так и в виде сплошной газовой пробки. Наиболее опасен случай возникновения газовой пробки в секциях УЭЦН. В этом случае в секции возникает полость, занятая газом, которая постоянно увеличивается по мере откачки флюида выше газовой пробки. Это приводит к срыву подачи насоса, уменьшению загрузки двигателя. При ускорении вращения вала в условиях отсутствия жидкости, которая является смазкой в парах трения, происходит нагрев и тепловое расширение пар трения УЭЦН [7].

Также, газовые пробки в УЭЦН усиливают вибрации насоса. Мелкодисперсная газовая фаза в потоке движущейся жидкости не вызывает значительных осложнений, напротив, мелкие частички газа совершают полезную работу по подъему жидкости и уменьшают ее плотность. Однако достаточно крупные пузырьки газа могут закупоривать проточные каналы рабочих колес и направляющих аппаратов, поэтому пузырьки должны быть максимально диспергированы.

В связи с этим, мероприятия по устранению вредного влияния свободного газа сводится к недопущению образования газовых пробок в ступенях УЭЦН и диспергированию газовой фазы. Эти задачи осуществляются путем применения модульных газосепараторов, диспергаторов, газосепараторов-диспергаторов. Помимо этого применяются специальные диспергирующие ступени, имеющие на одной из сторон радиальные лопатки, способствующие диспергированию газовой фазы непосредственно в секциях УЭЦН. К тому же такая конструкция увеличивает напор ступени, что позволяет уменьшить длину насоса при сохранении тех же значений напора.

Влияние механических примесей на УЦН и способы борьбы с ними

Механические примеси, попадая в секции УЭЦН, вызывают абразивные износ всех его деталей. В особенности ощутимое действие претерпевают участки в которых поток флюида изменяет свое направление и трущиеся элементы

УЭЦН. В местах трения УЭЦН мехпримеси попадают в щели между трущимися поверхностями и вызывают износ деталей. К тому же, твердые частицы способны забивать каналы, по которым движется жидкость. Уменьшения проходного сечения каналов будет приводить к снижению производительности насоса. Абразивный износ на определенных участках и отложение КВЧ в узких местах ко всему прочему приводят к увеличению вибраций установки. [8]

Основным способом борьбы с высокой концентрацией КВЧ (200 – 500 мг/л) является использование насосов в износостойком исполнении. В данных насосах используются износостойкие материалы и двухпорные рабочие ступени.

Для борьбы с КВЧ также используются различные фильтры и шламоуловители. Однако это оборудование имеет тот недостаток, что основным его принципом работ является задержка частиц на различных сетках, уловителях, что, в конце концов, приводит к их закупорке.

Также существуют сепараторы механических примесей. Различают сепараторы гравитационного и гидроциклонного действия.

Влияние солеотложений на работу УЦН и способы борьбы с ними

Соли выпадают в осадок в случае, когда концентрация ионов в растворе превышает равновесную. Это может происходить либо в случае возрастания концентрации ионов соли при той же равновесной концентрации, либо в случае снижения предельной растворимости соли, либо если эти процессы происходят вместе. Первое возникает при смешивании вод различного состава, не совместимых химически друг с другом. Второе условие происходит при перенасыщении вод из-за уменьшения равновесной растворимости солей. Это явление происходит при изменении температуры, давления, выделении газов.

Вышеописанные процессы возникают, как правило, при заводнении. В случае заводнения химический и термический баланс нарушается, возникают благоприятные условия для выпадения солей на стенках оборудования. К тому же при подъеме обводненного флюида по ступеням УЭЦН происходит значительное изменение термодинамических параметров и обильное

перемешивание флюида. Это ускоряет процесс выпадения солей [11]

В результате отложения солей на элементах УЭЦН увеличиваются силы трения в рабочих органах насоса и ПЭД. Возрастает загрузка, ухудшается теплообмен. Увеличение температуры между ступицами рабочих колес и расточками направляющих аппаратов приводит к дальнейшему увеличению интенсивности солеотложения. В результате УЭЦН перегревается из-за снижения подачи и уменьшения скорости потока жидкости, снижается КПД насоса и напор ступеней.



Рис. 7. Солеотложения на рабочих органах УЭЦН [11]

Один из основных методов борьбы с солеотложениями - промывка УЭЦН соляной кислотой. Другой метод защиты оборудования - это использование специальных полимерных материалов. Также при использовании станций управления с частотно – регулируемым приводом используется режим встряхивания, не позволяющий солям оседать на оборудовании. В компании Сургутнефтегаз применяются погружные скважинные контейнеры, заполненные твердым химическим реагентом, которые крепятся к основанию ПЭД. Также повсеместно используется закачка различных ингибиторов с помощью блока реагентного хозяйства (БРХ). Использование ингибиторов позволяет увеличить межремонтный период скважины в 2 раза. БРХ осуществляет дозированную закачку ингибитора в затруб скважины.

Также, для предотвращения солеотложения используется оборудование

для магнитной обработки. Под действием магнитного поля растворенные соли изменяют свою структуру, не осаждаясь в виде твердых осадков, а выносятся из скважины как кристаллический мелкодисперсный «шлам». К недостаткам данного метода относится необходимость обработки оборудования до начала кристаллизации солей [8].

Существует еще и акустический метод борьбы с солеотложениями. Физический принцип данного метода основан на создании акустических колебаний специальным акустическим излучателем, что приводит к предотвращению образованию центров кристаллизации. Испытание прототипов установок в стволе эксплуатируемых скважин показало эффективность данного метода.

Существуют и другие, менее распространенные способы борьбы с солеотложениями.

3.2. Виды отказов установок УЭЦН

Из 1010 действующих скважин фонтанным способом эксплуатировалась одна, 877 оборудованы УЭЦН, 132 – УШГН. В скважины, оборудованные УЭЦН, спущены установки производительностью от 5 до 535 м³/сут. В скважинах, оборудованных УШГН, применяются установки с типоразмерами 29, 32, 38 и 44 мм, дебит жидкости при этом составляет 3 – 32 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2014 эксплуатационный фонд оборудованных УЭЦН скважин – 915, действующие - 877, в том числе дающие нефть – 858, бездействующие – 32, в освоении – 6.

Скважины эксплуатируются установками УЭЦН, как отечественного (86 % фонда), так и импортного (14 % фонда) производства (фирма ODI).

Основным объектом разработки является БС10+11, его эксплуатируют более 65 % добывающих скважин. При средней глубине спуска насосов 1849 м, на забое добывающих скважин поддерживается среднее забойное давление 11.2 МПа (депрессия 12.0 МПа). Около 67 % скважин работают с забойными давлениями на уровне давления насыщения ($P_{\text{нас.}} = 9.9$ МПа). Распределение забойных давлений в постоянно работающих скважинах объекта БС10+11

приведено на Рис. 8.

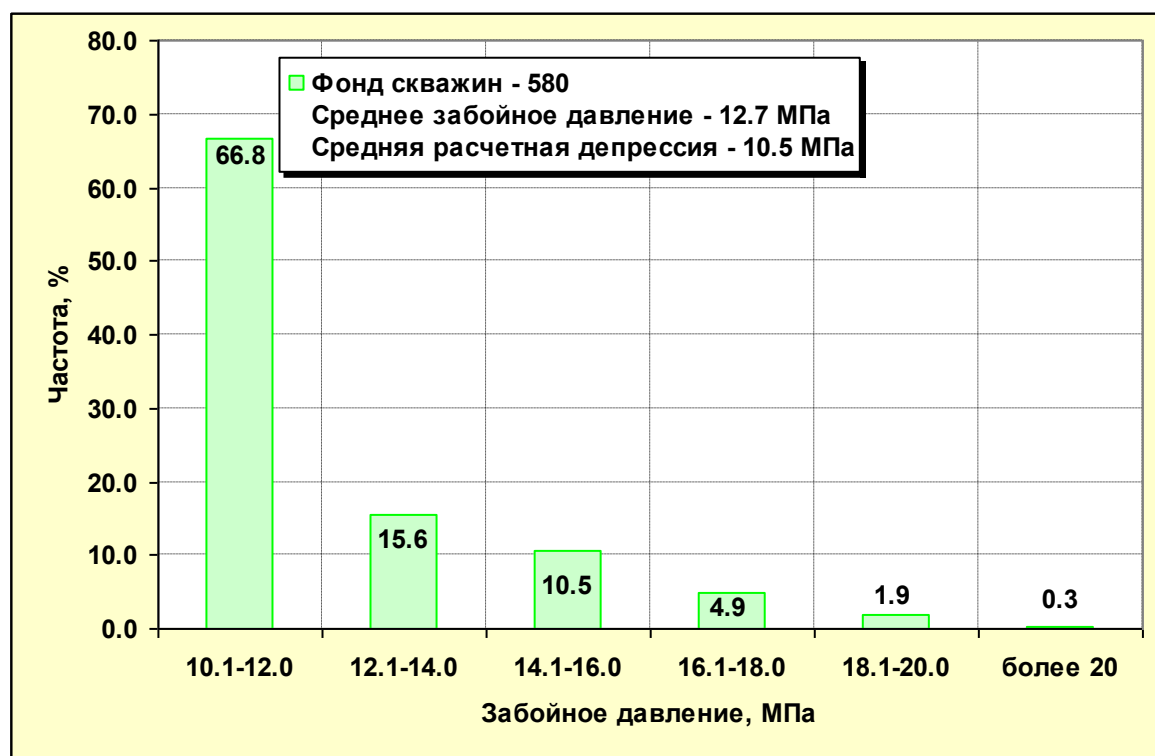


Рис. 8. Распределение забойных давлений в скважинах объекта БС10+11

Показатель		Пласт
		БС10+1 1
Количество скважин		580
Глубина спуска насоса, м	средняя	1849
	максимальная	2273
	минимальная	833
Динамический уровень, м	средний	1308
	максимальный	2089
	минимальный	280
Забойное давление, МПа	среднее	12.7
	максимальное	20.3
	минимальное	9.9
Депрессия на	средняя	10.5

пласт, МПа	максимальная	13.3
	минимальная	2.9
Средний дебит, т/сут	жидкости	52.9
	нефти	7.8
Средняя обводненность, %	нефти	78.6

Таблица 1. Показатели работы пласта БС10+11, оборудованного УЭЦН

УЭЦН является высокотехнологичным оборудованием, состоящим из множества узлов и элементов. Они могут выходить из строя под воздействием тех или иных факторов, что приведет к отказу всей установки. На Рис. 9 наглядно представлена гистограмма возможных отказов УЭЦН.

Из представленного множества отказов следует выделить наиболее распространённые и опасные отказы УЭЦН.

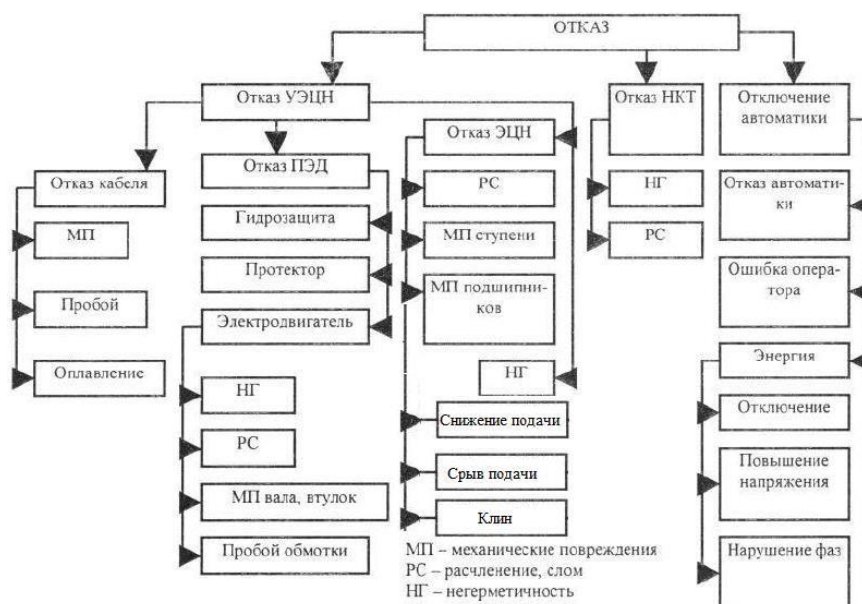


Рис. 9. Гистограмма распределения отказов эксплуатационного оборудования. [6]

По месторождениям Западной Сибири, распределение отказов тоже специфично. Специфичность отказов по различным месторождениям объясняется разнообразием условий эксплуатации установок ЭЦН. Однако все же можно выделить группы наиболее распространённых отказов. Это:

- Снижение изоляции кабеля

- Снижение (отсутствие подачи)
- Клин насоса

Чтобы понять, почему происходят те или иные поломки, необходимо установить причину (фактор) которая привела к отказу.

Проанализировав информацию из описанных выше источников, можно заключить, что основными осложняющими факторами, негативно влияющими на отказы установок, являются:

- Высокое содержание свободного газа на приеме насоса
- Высокое содержание КВЧ в откачиваемой жидкости
- Солеотложения на рабочих органах УЭЦН
- Кривизна ствола скважины
- Глубина спуска УЭЦН
- Температура пластовой жидкости

Основные виды отказов УЭЦН на Западно-Сургутском месторождении

Распределение отказов УЭЦН на Западно-Сургутском месторождении по укрупненным причинам за 2013 г. представлено на Рис. 10. На Рис. 11 показаны фотографии рабочих ступеней УЭЦН с разной степенью износа. Расчет средней наработки на отказ приведен в Таблица 4.



Рис. 10. Распределение отказов УЭЦН за 2013 г.



1. Новое рабочее колесо ЭЦН, 2. 3. Износ рабочих колес ЭЦН, 4. 5. Мехпримеси (пропант, угольная пыль, шлам), извлеченные из насосного оборудования

Рис. 11. Последствия износа УЭЦН

Из диаграммы по основным отказам УЭЦН видно, что основной причиной отказов, влияющей на работу установок является износ рабочих органов.

3.3. Осложнения и их влияние на работу ШГНУ

Осложнения ШГНУ обусловлены большим газосодержанием на приеме насоса, повышенным содержанием песка в продукции (пескопроявлением), наличием высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий, существенным искривлением ствола скважины, отложениями парафина и минеральных солей.

Нефтяной газ в скважине выполняет работу по подъему жидкости с забоя на поверхность. Однако значительное количество газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса вплоть до нарушения подачи.

Основной метод предотвращения влияния свободного газа – уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. Сепарацию газа можно улучшить с помощью газосепаратора. Отрицательное влияние песка в продукции сводится к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей негерметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ.

Наиболее эффективный метод – предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое осуществляется посредством промывки призабойной зоны, а второе уменьшением отбора жидкости.

Для предотвращения образования осадка песка на штанговой колонне устанавливают скребки – завихрители. При большой кривизне ствола скважины

наблюдается интенсивное истирание НКТ и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. С целью предотвращения одностороннего истирания штанг и удаления парафина используют ролики – центраторы, скребки – центраторы, штанговращатель.

Для борьбы с отложением парафина применяют такие методы как горячая промывка скважины с помощью АДП. Для этого с помощью АДП в затрубное пространство подают горячую нефть, которая через насос поступает в насосно–компрессорные трубы. Трубы нагреваются, парафин расплавляется и смывается потоком. Также применяют и тепловой метод, с помощью ППУ. Широко применяется метод депарафинизации с помощью пластинчатых скребков. Скребки крепят хомутами к штангам на расстоянии друг от друга не более длины хода плунжера. Насосные установки оборудуют штанговращателями. Колонна насосных штанг с укрепленными на них скребками поворачивается при каждом ходе вниз, при этом боковые грани скребков срезают парафин со стенок труб.

3.4. Виды отказов установок ШГНУ

По состоянию на 01.01.2014 в эксплуатационном фонде числится 146 скважин оборудованных УШГН, из них действующие –132, бездействующие – 14.

Фактические показатели работы действующих скважин, работающих в постоянном режиме, приведены в Таблица 2. Среднее забойное давление по объектам разработки составляет 11.7–16.0 МПа (средняя депрессия составляет 6.3–12.6 МПа). Распределение забойных давлений скважин, работающих в постоянном режиме, по объектам разработки приведено на Рис. 12.

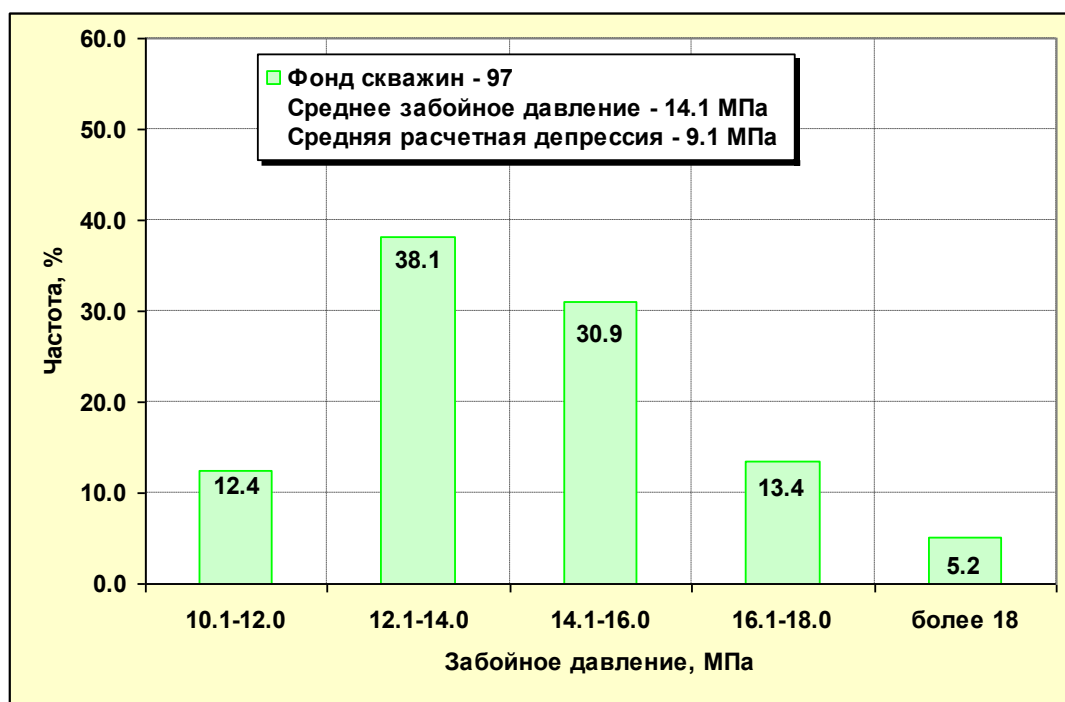


Рис. 12. Распределение забойных давлений в скважинах оборудованных УШГН объекта BC10+11

Основной фонд добывающих скважин (более 73 %) оборудованных УШГН расположен на объекте BC10+11. Среднее забойное давление составляет 14.1 МПа (средняя глубина спуска насоса – 1241 м, средний динамический уровень – 1034 м). На данном объекте отсутствуют значимые резервы увеличения дебита скважин за счет заглубления насосов и увеличения депрессии на пласт.

Показатель		Пласт
		BC10+11
Количество скважин		97
Глубина спуска насоса, м	средняя	1241
	максимальная	1760
	минимальная	800
Динамический уровень, м	средний	1034
	максимальный	1642
	минимальный	523
Забойное давление, МПа	среднее	14.1
	максимальное	18.7

	минимальное	10.0
Депрессия на пласт, МПа	средняя	9.1
	максимальная	13.2
	минимальная	4.5
Средний дебит, т/сут	жидкости	9.8
Средний дебит, т/сут	нефти	1.8
Средняя обводнённость, %	нефти	77.1

Таблица 2. Показатели работы действующего фонда скважин, оборудованных УШГН

Основные виды отказов ШГНУ на Западно-Сургутском месторождении.

Распределение отказов ШГНУ на Западно-Сургутском месторождении по укрупненным причинам за 2013 г. представлено на Рис. 13. Расчет средней наработки на отказ приведен в Таблица 3.

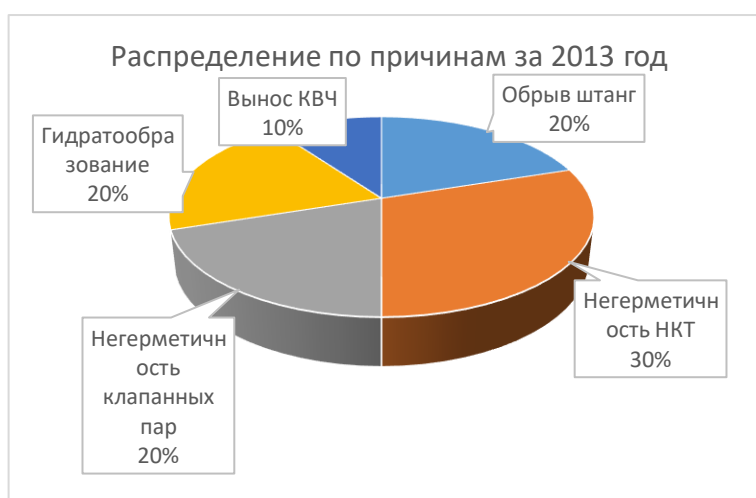


Рис. 13. Распределение отказов ШГНУ за 2013 г.

Из диаграммы по основным отказам ШГНУ видно, что основной причиной отказов, влияющей на работу установок является негерметичность НКТ.

3.5. Величины используемые для проведения оценки глубинно-насосного оборудования

Межремонтный период

Основным показателем работы скважин является МРП. По отношению к отдельной скважине - это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе N скважин. МРП можно вычислить по формуле (1):

$$\text{МРП} = T / N, \text{сут} \quad (1)$$

где T – календарное число суток за расчетный скользящий год;

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

В 2013 году межремонтный период скважин, оборудованных УЭЦН, составил 1038 суток, оборудованных ШГНУ - 548 суток.

Наработка на отказ

Наработка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда. Расчёт наработки на отказ производится за скользящий год и за месяц. При расчёте наработки на отказ пользуются формулой (2):

$$\text{НО} = T / N, \text{сут} \quad (2)$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время только по отказавшей скважине с момента запуска внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N , [шт.] – количество отказов скважинного оборудования за отчётный период.

Учёт работы и отказов скважинного оборудования ведётся отдельно по каждой скважине. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа.

Таблица 3. Расчет средней наработки ШГНУ на отказ за 2013 год

Наименование показателей	янв.13	фев.13	мар.13	апр.13	май.13	июн.13	июл.13	авг.13	сен.13	окт.13	ноя.13	дек.13
Количество отказов за месяц	1	1	0	0	0	1	3	2	2	0	1	0
Отработанное время за месяц	399	348	399	442	548	539	557	525	498	518	522	558
Наработка текущая за месяц	399	348	-	-	-	539	186	263	249	-	522	-
Отработанное время за скользящий год	399	747	1146	1588	2136	2675	3232	3757	4255	4773	5295	5853
Наработка за Скользящий год	399,0	373,5	573,0	794,0	1068,0	891,7	538,7	469,6	425,5	477,3	481,4	532,1

Таблица 4. Расчет средней наработки УЭЦН на отказ за 2013год

Наименование показателей	янв.13	фев.13	мар.13	апр.13	май.13	июн.13	июл.13	авг.13	сен.13	окт.13	ноя.13	дек.13
Количество отказов за месяц	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0
Отработанное время за месяц	155	140	155	150	155	144	150	120	120	120	118	120
Наработка текущая за месяц	-	-	-	-	-	144	150	-		120	118	-
Отработанное время за скользящий год	155	295	450	600	755	899	1049	1169	1289	1409	1527	1647
Наработка за скользящий год	-	-	-	-	-	899,0	524,5	584,5	644,5	469,7	381,8	411,8

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Брауну Дмитрию Анатольевичу

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 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость материально-технических энергетических, финансовых, информационных, человеческих ресурсов на проведение работ определена в соответствии с ценами ПАО «Сургутнефтегаз»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента определены по нормативным документам ПАО Сургутнефтегаз

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка затрат на проведение работ по эксплуатации насосного оборудования	Расчет затрат на эксплуатацию насосного оборудования
2. Сравнительная оценка экономических и ресурсосберегающих задач.	Расчет прибыли. Оценка интегрального показателя ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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
2Б5П	Браун Дмитрий Анатольевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Глава 4 содержит коммерческую тайну

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Брауну Дмитрию Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Объектом исследования является Западно-Сургутское месторождение. Рабочая зона Оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта - любое нефтегазовое производство
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов.
1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - давление в системах работающих механизмов; - подвижные части производственного оборудования; - пожаробезопасность; - электробезопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны	2. Экологическая безопасность - анализ воздействия объекта на атмосферу

– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	(выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород). - решение по обеспечению экологической безопасности.
3.Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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
2Б5П	Браун Дмитрий Анатольевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Установки электроцентробежного и штангово-глубинного насосов являются сложным и потенциально опасным оборудованием. В случае не соблюдения мер безопасности при работе с данным оборудованием возникает риск возникновения чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к травмированную или даже гибели людей. В данной дипломной работе рассмотрено такое явление как отказ данного оборудования. После выхода из строя установки неизбежно следует ее подъем с целью дальнейшего ремонта или списания. Процессы работы с установкой и ее подъема при ремонте несут определенные риски. Работа с УЭЦН и ШГНУ подразумевает работу на кустовых площадках, на которых имеется много опасных и вредных факторов. Ниже приведены основные из этих факторов и требования безопасности при работе в опасных условиях.

Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при эксплуатации УЭЦН и ШГНУ.

Таблица 5. - Опасные и вредные факторы при эксплуатации УЭЦН и ШГНУ

Источник фактора, наименование работ	Факторы(по ГОСТ 21.01.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Эксплуатация УЭЦН и ШГНУ	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Загазованность и запыленность; 3. Утечка токсичных и вредных веществ; 4. Отклонение показателей микроклимата.	1. Давление в системах работающих механизмов; 2. Электробезопасность	1. ГОСТ 12.01.003-2015[18] 2. ГН 2.2.5.2309-07[19] 3. ГОСТ 12.1.038-2015[20] 4. ГОСТ 12.2.003-015[21]

Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-15 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие [14].

Для ограничения уровня шума на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляются мероприятия, предусматривающие:

- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);
- внедрение рациональных режимов труда и отдыха;
- разработку и обеспечение рабочих средствами защиты.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [14].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) .

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен брелок с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

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

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, sensibilizing, канцерогенные и мутагенные. Попадают химические вещества в организм через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения - дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний [14]. Содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно Таблица 6

Таблица 6. - Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Сероводород в смеси с УВ C ₁ -C ₅	3

Сероводород	10
Двуокись углерода	20
Хлористый бензол	0,005
Сажа	4

При эксплуатации УЭЦН и ШГНУ на месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Во избежание возникновения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться работа на открытом воздухе.

Ремонтные и строительно – монтажные работы:

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

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

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

Анализ опасных производственных факторов

Давление в системах работающих механизмов

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей. Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на

состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно – измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводиться ежемесячно. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Электробезопасность

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции. Воздействие на организм различных значений силы тока приведены в Таблица 7

Таблица 7. Воздействие на организм различных значений силы тока

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов - это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;

- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Защита гидросферы. Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия: 1) строительство водопропускных труб (27 шт.); 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 [16]; 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика); 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов; 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав; 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды; 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Защита литосферы. При эксплуатации УЭЦН и ШГНУ происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ. Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения.

Чрезвычайные ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные.

Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов.

При эксплуатации УЭЦН и ШГНУ могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- лесные и торфяные пожары;
- различные экстремальные погодные явления.

б) Техногенного характера:

- взрывы;
- пожары;
- отказы и разрушение оборудования, порывы трубопроводов;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- отключение электроэнергии.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в

непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции - 60 м, до общественных зданий - 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;

- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;

- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;

- Оказать первую помощь пострадавшим;

- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;

- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности - к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [13], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости

обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС - не менее важный пункт, чем их ликвидация.

Согласно [13] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно -спасательных работ в зонах ЧС.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [12], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в

соответствии с [13]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Заключение по разделу социальная ответственность

ПАО «Сургутнефтегаз» осознает свою ответственность перед обществом в области промышленной безопасности и выражает уверенность в том, что трудовая деятельность может осуществляться без причинения вреда жизни и здоровью персонала. Приоритетной целью ПАО «Сургутнефтегаз» в области промышленной безопасности является обеспечение состояния защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, а также их последствий.

ПАО «Сургутнефтегаз» на протяжении ряда лет разрабатывает и внедряет необходимые механизмы обеспечения достижения целей и задач экологической политики, обеспечивает эффективный мониторинг характеристик окружающей среды, проводит постоянный анализ состояния и улучшает систему экологического управления. Основываясь на данных принципах создания системы экологического управления, постоянно планирует дальнейшее улучшение экологических показателей своей деятельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были разносторонне рассмотрены установки электроцентробежного и штангово-глубинного насосов для добычи нефти, а также явления и процессы, связанные с ними. Поставленная цель была достигнута. Был выполнен анализ причин отказов УЭЦН и ШГНУ по различным фондам, в частности поиск причин отказов УЭЦН и ШГНУ на Западно-Сургутском месторождении. Выявлены осложняющие факторы влияющие на отказ и способы их предотвращения.

Выполнение поставленной цели достигалось в следующем порядке:

Последовательно было разобрано устройство и работа УЭЦН и ШГНУ, что позволило в дальнейшем ориентироваться в водимых понятиях. Затем были описаны возможные поломки (отказы) УЭЦН и ШГНУ и поставлена проблема поиска причин этих поломок. Удалось отметить, что распределение отказов по различным фондам не имеет определенной направленности, однако существуют наиболее часто встречающиеся неисправности. К неисправностям УЭЦН можно отнести снижение изоляции кабеля, снижение или отсутствие подачи, клин насоса, износ рабочих органов. Основные причины отказов ШГНУ – это негерметичность НКТ, негерметичность клапанных пар, обрыв штанг, гидратообразование, вынос КВЧ. Способом определения причин отказов УЭЦН и ШГНУ является выдвижение гипотез о факторах спровоцировавших отказы посредством логических заключений.

Далее из множества факторов негативно влияющих на работу установок были выбраны факторы, считающиеся наиболее вредными для работы УЭЦН и ШГНУ. Для УЭЦН были рассмотрены: влияние газа, влияние КВЧ, солеотложения на органах УЭЦН. Для ШГНУ можно выделить вредное влияние свободного газа, повышенное содержание песка в продукции, наличие высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий, существенное искривление ствола скважины, отложения парафина и минеральных солей. По борьбе с вредными факторами были выдвинуты пути решения проблемы.

На основе имеющихся материалов, полученных знаний и выводов был проведен анализ причин отказов установок на Западно-Сургутском месторождении. Были определены возможные причины выходов из строя УЭЦН и ШГНУ на этом месторождении. Во время работы были рассчитаны следующие показатели: межремонтный период, наработка на отказ, доходность установок, интегральный показатель ресурсоэффективности УЭЦН и ШГНУ.

Опыт эксплуатации месторождения подтвердил правильность принятых проектных решений по способам добычи нефти. Базовым способом эксплуатации добывающих скважин остается механический способ с применением УЭЦН и УШГН.

Считаю, что информация, приведенная в работе, является полезной и актуальной и может быть использована в образовательных целях

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отдел разработки НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»- Информация по Западно-Сургутскому нефтегазовому месторождению. – 2014
2. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса . - 2007. -№6.
3. Долгожитель нефтяной отрасли
//dprom.onlineURL<https://dprom.online/oilngas/dolgozhitel-neftyanoj-otrasli/>
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа». М.: Нефть и газ, 2003. Часть II.
5. Канке А.А. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие. — 2-е изд., испр. и доп. – М.: ИД «Форум»: ИНФРА-М, 2011. — 288с.
6. Ухалов К.А., Р.Я. Кучумов Методология оценки эксплуатации надежности работы УЭЦН // Науки о земле. - 2009. - №4.
7. Росляк А. Т., Санду С. Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2013.
8. Ласуков. Р.Я. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации уэцн в пластах группы юс восточно-сургутского месторождения и методы борьбы с ними // Науки о земле. - 2015. -№11.
9. Использование новых износостойких материалов // Studfiles.ru URL: <http://www.studfiles.ru/preview/4241605/page:2/#4> .
10. 11 Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5- 7246-0234-2.
11. Причины и условия отложения неорганических солей // Corrosion.su URL: [the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts](http://corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts)
12. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
13. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
14. Управление качеством: учебное пособие для бакалавров / С. Ю. Беляев, Ю. Н. Забродин, В. Д. Шапиро. — Москва: Омега-Л, 2013. — 381 с.
15. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник - М: Академия, 2014.
16. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
17. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
18. ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
19. ГН 2.2.5.2309-07 Ориентировочные безопасные уровни воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

20. ГОСТ 12.1.038-2015 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

21. ГОСТ 12.2.003-2015 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.