

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа
Направление подготовки
Отделение школы (ОНД)

Природных ресурсов
21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин Столбового нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 622.276.53.013(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Скрипчиков Олег Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Орлова Юлия Николаевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа
 Направление подготовки
 Отделение школы (ОНД)

Природных ресурсов
 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) _____
 (Дата) Максимова Ю.А
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Скрипичникову Олегу Андреевичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин Столбового нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1217/с от 22.02.2018 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Технологическая схема разработки Столбового месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фоновые материалы ООО «Томская нефть»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	1. Анализ состояния разработки Столбового месторождения 2. Техника и технология добычи нефти 3. Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Орлова Юлия Николаевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б3В	Скрипчников Олег Андреевич		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН - установка электрического центробежного насоса

МРП - межремонтный период

СУ - станция управления

ПЭД - погружной электрический двигатель

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

КРС - капитальный ремонт скважины

КВЧ - количество взвешенных частиц

АПВ - автоматическое повторное включение

ТМС – термоманометрическая система

ГРП - гидравлический разрыв пласта

НКТ - насосно - компрессорные трубы

ГТМ - геолого - технические мероприятия

ЧРП - частотно регулируемый привод

УПН - установка подготовки нефти

ПДН - полный динамический напор

АД - асинхронный двигатель

БСИ - блок считывания информации

ПДТ - преобразователь давления и температуры

ОК - обратный клапан

СК - сливной клапан

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страницу, 17 рисунков, 25 таблиц, 17 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, нефть, газ, обводненность, фонд скважин, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса.

Объектом исследования данной работы является механизированный фонд скважин Столбового нефтяного месторождения (Томская область)

Цель работы – Проанализировать эффективность применения установок электроцентробежных насосов на примере Столбового нефтяного месторождения.

В работе приводится геолого-геофизическая характеристика месторождения, состояние разработки на 01.01.2014, представлена динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. В третьей главе подробно описан принцип работы и назначение установок электроцентробежных насосов. В четвертой главе представлены результаты анализа эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин. Исследованы причины отказов установок электроцентробежных насосов, предложены мероприятия по увеличению межремонтного периода и наработки на отказ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	29
2.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом	29
2.1.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения	29
2.1.2 Характеристика фонда скважин	32
2.2 Анализ состояния разработки эксплуатационных объектов	39
2.2.1 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации по объекту Ю1	39
2.3. Анализ выработки запасов по объекту Ю ₁	43
3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН	45
3.1 Общие сведения об УЭЦН	45
3.2 Погружные электродвигатели.....	47
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	55
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН	66
5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	67
5.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	68
5.4 Затраты на материалы.....	68
5.5 Расчет заработной платы бригады.....	69
5.6 Затраты на страховые взносы	70
5.7 Затраты на проведение мероприятия	71
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
6.1 Производственная безопасность.....	74
6.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов	75
6.3 Анализ опасных производственных факторов.....	78
6.4 Экологическая безопасность.....	79

6.5 Безопасность в ЧС	85
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90

ВВЕДЕНИЕ

Столбовое нефтяное месторождение отсчитывает свою историю с 1986 года. Это время связано с активным вводом в эксплуатацию труднодоступных месторождений, характеризующихся низкопродуктивными отложениями, требующими механизированной добычи уже на начальных этапах эксплуатации.

В связи с этим, актуализируется задача подбора оборудования для эксплуатации добывающих скважин, для создания оптимальных условий эксплуатации механизированного фонда скважин, увеличение межремонтных периодов и наработки на отказ оборудования.

В настоящее время, в России, основная доля добываемой механизированным способом нефти приходится на установки электроцентробежных насосов. В силу того, что данный способ является более затратным, необходимо находить пути снижения себестоимости нефти, для поддержания конкурентоспособности компании. Одним из наиболее эффективных методов снижения себестоимости добываемой нефти является уменьшение потерь добычи от простоя скважин и затрат на текущий ремонт за счет увеличения наработки на отказ глубинного оборудования.

Для достижения данной цели необходимо: провести анализ отказов оборудования, внедрить ряд технологических и управленческих решений, способствующих достижению поставленной цели.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Столбовое нефтяное месторождение (рисунок 1) в административном отношении расположено в Каргасокском районе Томской области, входит в Васюганский нефтедобывающий район.

Ближайший крупный населённый пункт – с. Новый Васюган – расположен в 70 км по прямой южнее м-я.

Месторождение находится в 22 км к северо-востоку от вахтового посёлка Пионерный, связанного бетонной дорогой с причалом на р. Катыльга (45км) и г. Стрежевой (205 км). В в.п. Пионерный имеется пункт учёта и приёма нефти, база производственного обслуживания Васюганской группы месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК.

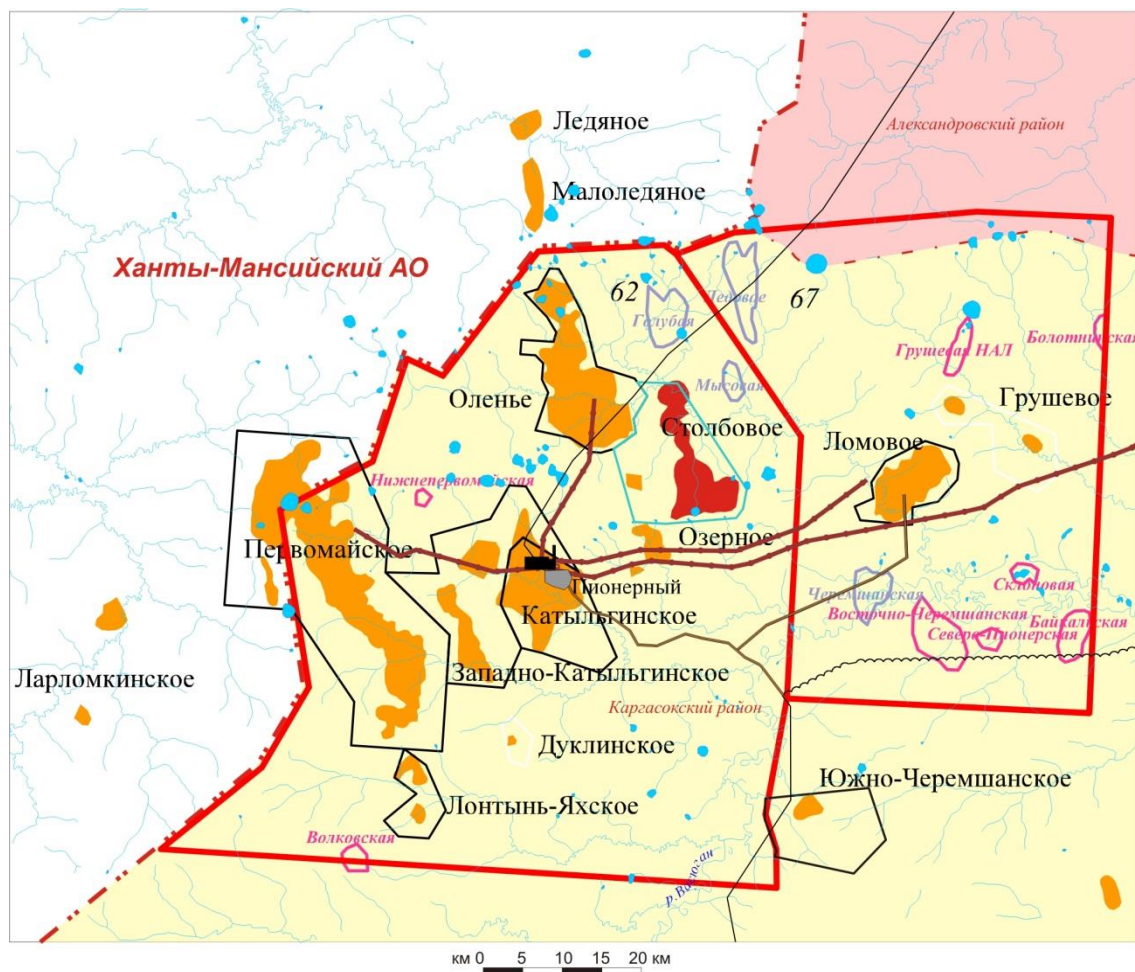


Рисунок 1 – Район расположения Столбового м-я

В непосредственной близости от Столбового месторождения расположены Оленье и Озёрное месторождения, находящиеся в промышленной разработке; м-я связаны между собой и с в.п. Пионерный бетонной дорогой.

Областной центр и железнодорожная станция - г. Томск расположен в 680 км по прямой юго-восточнее м-я и в 914 км водным путём.

В орографическом отношении район представляет собой пологую, заболоченную, слабо расчленённую равнину с абсолютными отметками от +75 м в пойменной части до +100 м на водоразделах.

Гидрографическая сеть в районе работ представлена притоками р. Васюган – р. Махня и р. Катыльга, притоками рек Берёзовая, Кедровая, Шайтанка, Черемшанка. Питание рек смешанное: дождевое, снеговое и грунтовое. Реки характеризуются высоким весенним половодьем, несудоходны. Только во время весеннего половодья по р. Васюган возможно прохождение малотоннажных барж до пос. Жёлтый Яр, п. Катыльга и далее вверх по реке до пос. Новый Васюган. Вскрытие рек происходит в конце апреля - начале мая, ледостав – в конце октября - начале ноября. Болота промерзают к концу января - началу февраля.

Климат района континентально-циклонический с суровой продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Температура воздуха зимой, в среднем, составляет $-20-25^{\circ}\text{C}$, летом $+15-20^{\circ}\text{C}$. Глубина промерзания грунта на открытых участках до 0.8 м. Толщина снежного покрова достигает 1.5 м.

Территория Столбового м-я относится к среднетаёжному биоэкономическому району. Животный мир данного района представлен 45-50 видами млекопитающих, 150-180 видами птиц, 3 видами пресмыкающихся и 4 видами земноводных.

На м-ии встречается большое количество охотничьих видов зверей и птиц. Из редких и особо охраняемых видов птиц на территории м-я имеется осоед и орлан-белохвост.

Водотоки территории м-я относятся к бассейну р. Васюган. Рыбохозяйственной ценностью обладает р. Махня и относится к водоёмам второй рыбохозяйственной категории. В ней обитают обычные для большинства рек бассейна Оби частиковые виды, а в немногочисленных и незначительных по площади пойменных озёрах карась.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской и атлымской свит. При промышленной разработке м-я для технологических нужд (в целях поддержания пластового давления) предусматривается использование вод сеноманского водоносного комплекса.

Строительных материалов на Столбовом м-и не найдено из-за сильной заболоченности территории и малой изученности площади м-я.

Соответственно, при обустройстве площадок предусматриваются насыпи из привозного грунта. Песок привозят из карьера, расположенного недалеко от в.п. Пионерный, в 40 км от Столбового м-я.

Разведанные запасы строительных материалов в районе отвечают требованиям и используются для отсыпки кустовых оснований и автодорог.

На рисунке 2 представлена схема геолого-геофизической изученности территории. В таблице 1 приведен краткий обзор геолого-геофизических работ, проведенных на рассматриваемой территории с целью ее изучения и определения перспектив нефтеносности.

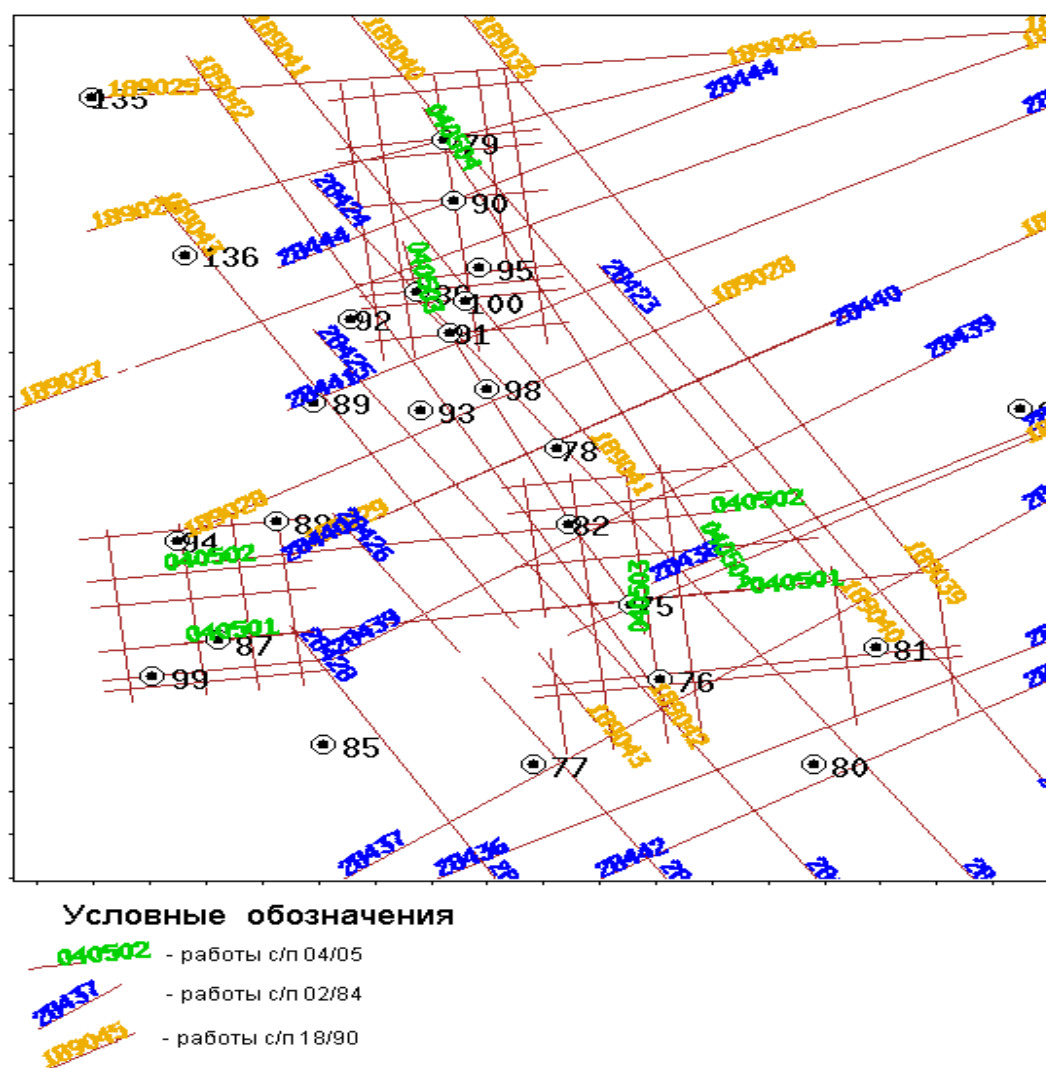


Рисунок 2 – Схема геолого-геофизической изученности Столбового м-я

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность

Вид работ, масштаб съемки	Год прове- дения работ	Организация, проводившая работы, автор отчета	Основные геологические результаты исследований
1. Геологическая съёмка М 1:1000000	1947-1954	Западно-Сибирское геологическое управление, Шацкий С.Б.	Составлена геологическая карта Западно- Сибирской низменности. Установлено повсеместное развитие четвертичных отложений.
2. Аэромагнитная съемка,	1952 1956	Аэромагнитная экспедиция СГТ Васюганская	Получены первые сведения об основных тектонических элементах фундамента.

М 1:1000000 М 1:200000		аэромагнитная партия СГТ 66/56 Гусев Ю.М.	
3. Гравиметри- ческая съемка, М 1:200000	1952 - 1961	ККГЭ СОКГЭ	Установлена связь крупных гравиметрических аномалий с внутренним строением фундамента.
4. Сейсморазведка КМПВ М 1:100000	1961 - 1962	ТГТ с/п 13/61-62 Терентьева Т.Н.	По поверхности доюрского фундамента получены новые сведения о глубинном геологическом строении Каймысовской зоны поднятий, Колтогорского мегапрогиба. Подтверждено существование большой Юганской зоны поднятий.
5. Маршрутные и площадные исследования МОГТ М 1:100000	1977 - 1978	ТГТ с/п 5/77-78 Берлин Г. И.	Детализированы Катыльгинское, Западно - Катыльгинское, Озерное, Весенне -Первомайское локальные поднятия.
6. Аэромагнитная съемка, М 1:50000	1981 - 1982	ЦГЭ а/п 38/8 1-82 Барулин Б. С.	Построена схема элементов тектоники доюрского фундамента.
7. Площадные исследования МОГТ М 1:50000	1982 - 1985	ТГТ с/п 8/82-85, с/п 2 /84-85 Камынина Л.И.	Уточнено строение южной части Колтогорского мегапрогиба и восточного склона Каймысовского свода, детализированы и подготовлены по отражающему горизонту Па Столбовая (2/84), Дуклинская (5,7, 13/84) и Грушевая (8/82-83, 2/84) сейсмоструктуры.

8. Площадные поисковые работы МОГТ М 1:50000	1985 - 1986 1990 - 1991	ТГТ с/п 3/85-86 с/п 3/90-91	Проведены работы в зоне сочленения Озерной, Оленьей и Столбовой структур.
9. Площадные исследования МОГТ М 1:50 000	1990 - 1991	ТГТ с/п 18,23 /90-91 Конторович В.А.	Уточнено строение Столбовой, Грушевой и сопредельных с ними территории. Закартирована неантиклинальная ловушка в отложениях клиноформного комплекса.
10. Площадные исследования МОГТ М 1:50 000	1991-1994	АООТ "Томскнефтегео- физика"	Уточнено геологическое строение Западно-Катыльгинской, Оленьей Катыльгинской, Новоозерной, Озерной структур, Онтонигайской, Восточно-Катыльгинской, Северо- Катыльгинской группы поднятий.
11. Глубокое поисково- разведочное бурение	1966 - 2001	АООТ "Томскнефте- газгеология" АНГРЭ, КоНГРЭ, ЗНГЭ	Пробурены скважины на Первомайской, Катыльгинской, Озерной (скв.71, 72,73), Оленьей (скв.121-137), Столбовой (скв.75-100), Грушевой (скв.211-223), и др.площадях с открытием одноименных месторождений.
12. Исследования СК, ВСП		ТГТ	Проведен СК в скважине 71-Озерной площади.
13. Площадные исследования МОГТ М 1:50000	1995 - 1996	ТГТ с/п 6/95-96 Желваков Л.П.	Построены: структурные карты по отражающим горизонтам Ф2, Па, Пб, а также серия параметрических, прогнозных карт и схем на северном склоне Каймысовского свода между Катыльгинским, Зап-Катыльгинским, Озерным и Оленьем месторождениях.

			Спрогнозированы зоны распространения улучшенных коллекторов продуктивных пластов $Ю_1^3$, $Ю_1^2$, $Ю_1^1$, $Ю_1^0$.
14. Работы по обобщению материалов на Каймысовском своде и прилегающих территориях. М 1:50000	1994 - 1997	ТГТ ОМП с/п 12/94-96; с/п 12/96-97 Берлин Г.И.	Составлены: структурная карта по отражающему горизонту Па, комплект прогнозных карт на Каймысовский свод и прилегающие территории.
15. Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, 3Д М 1:25000	2005	ОАО «Самаранефтегеофизика» с/п 4/2005	Уточнение геологического строения Столбового месторождения по отражающим горизонтам Па, Ib, Ia и подошве осадочного чехла Ф2

Глубокое поисково-разведочное бурение на площади начато в 1986 году на основании геологического проекта глубокого бурения (Волкова Т.К., Томск ТГФ, 1986г.).

Первооткрывательницей м-я явилась скважина 75Р, пробуренная в 1986 году к северу от западного купола, осложняющего Столбовую структуру. По керну были установлены признаки нефтенасыщения в пластах $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, $Ю_1^2$, $Ю_1^1$ горизонта $Ю_1$. По промыслово-геофизическим исследованиям два первых пласта характеризуются как водосодержащие, что подтверждается результатами их испытания в колонне, пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$ – как продуктивные. При совместном испытании пластов $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$ получен приток безводной нефти дебитом 26,2 м³/сут через 5 мм штуцер. Открытием двух залежей подтвердилась перспективность Столбовой структуры.

Распределение поисково-разведочного бурения по годам и по состоянию скважин приводится в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение объема поисково-разведочного бурения по годам

Год окончания бурения	Номера скважин	Кол-во скважин	Общий метраж, м	Средняя глубина скважин, м
1986	75Р	1	2653	2653
1987	76Р, 77Р	2	5319	2660
1988	80Р, 81Р, 82Р	3	8066	2689
1989	78Р, 83Р*	2	5450	2725
1990	84Р*, 86Р, 87Р	3	7978	2659
1991	85Р, 88Р, 91Р, 92Р	4	10770	2693
1992	89Р, 93Р	2	5827	2914
1993	79Р, 90Р	2	5387	2694
1994	94Р, 95Р	2	5334	2667
1996	98Р	1	2700	2700
2000	99Р	1	2650	2650
Итого		23	62134	2701

* – скв.83Р, 84Р пробурены за пределами Столбового ЛУ

Успешность поисково-разведочного бурения на м-и составила 74% (17 скважин из 23-х находятся в контуре нефтеносности), в пределах Столбового ЛУ – 81%.

В 2001 году на основании «Проекта пробной эксплуатации Столбового м-я» (протокол ЦКР №1641 от 02.02.1994 г.) пробурена эксплуатационная скважина №100.

По состоянию на 01.01.2011 г. всего на Столбовом м-и пробурено 24 скважины, из них 23 поисково-разведочные и одна эксплуатационная.

По результатам бурения открыто 9 залежей нефти, приуроченных к пластам Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁² и Б₁₈.

1.2 Стратиграфия

В геологическом строении района принимают участие интенсивно метаморфизованные, дислоцированные образования палеозойского складчатого фундамента и залегающие на нём терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла, имеющие в данном районе общую толщину 2950 – 3100 м, несогласно залегают на образованиях палеозойского фундамента со стратиграфическим перерывом. По результатам глубокого бурения проведено стратиграфическое расчленение разреза.

Характеристика верхнемеловых и палеогеновых отложений дана по материалам колонкового структурно-поискового (Васюганский профиль) и опорного бурения.

Стратиграфическая разбивка разрезов скважин Столбового м-я приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфическая разбивка разрезов скважин (глубина кровли свиты/толщина свиты)

Скважина Альтитуда погора (м)	75P 92.5	76P 96.7	77P 98.7	78P 93.4	79P 83.4	80P 100.1	81P 95.7	82P 92.2	83P 86.5	84P 100.9	85P 103	86P 93.6	87P 100.8	88P 96.8	89P 94	90P 84	91P 91.3	92P 94.2	93P 93.7	94P 101.4	95P 89.7	98P 93.7
Свита																						
Четвертичные	0-30 30																					
Некрасовская серия (верх.+средн. олигоцен)	30 190																					
Четанская	220																					
(ниж. олигоцен-верх.	205																					
Людновская (эоцен)	425																					
	155																					
Талицкая (палеоцен)	580 39	580 39	568 46	586 41	566 40	592 40	598 41	580 39	597 44	578 39	577 35	583 39	570 36	578 36	582 38	573 38	583 39	584 41	580 44	578 36	582 38	-
Ганькинская (даний-маастрихт)	619 176	619 166	613 165	627 167	606 160	632 172	639 170	619 172	641 169	617 159	612 166	622 164	606 165	614 167	620 170	611 165	622 163	625 162	624 165	614 168	620 161	619 166
Березовская (кампан-в. турон)	786 115	785 116	778 119	794 119	766 120	804 120	809 119	791 112	810 125	776 113	778 108	786 115	771 110	781 106	790 106	776 119	785 115	787 113	789 122	782 104	781 115	785 121
Кузнецовская (турон)	901 18	901 16	897 18	913 14	886 16	924 17	928 17	903 18	935 14	889 17	886 14	901 15	881 14	887 15	896 16	895 17	900 15	900 15	911 9	886 15	896 15	906 14
Покурская (сеноман+альб.-апт.)	919 747	917 753	915 754	927 753	902 767	941 752	945 768	921 757	949 761	906 761	900 755	916 759	895 748	902 755	912 757	912 759	915 760	915 759	920 750	901 755	911 772	920 759
Альмская (ниж. апт.)	1666 62	1670 54	1669 55	1680 57	1669 56	1693 55	1713 59	1678 62	1710 68	1667 57	1655 47	1675 58	1643 54	1657 62	1669 55	1671 53	1675 57	1674 55	1670 62	1656 52	1683 54	1679 53
Киянская (баррем + готерив)	1728 393	1724 395	1724 414	1737 411	1725 421	1748 402	1772 355	1740 401	1778 398	1724 437	1702 407	1733 417	1697 409	1719 417	1724 416	1724 426	1732 417	1729 422	1732 418	1708 408	1737 426	1732 415
Тарская (валанжин)	2121 90	2119 89	2138 91	2148 108	2146 109	2150 94	2127 95	2141 103	2176 98	2161 103	2109 108	2150 110	2106 109	2136 111	2140 109	2150 110	2149 108	2151 109	2150 111	2116 107	2163 106	2147 109
Куломзинская (валанжин)	2211 352	2208 359	2229 358	2256 345	2255 334	2244 357	2222 348	2244 351	2274 363	2264 330	2217 358	2260 334	2215 338	2247 345	2249 339	2260 332	2257 343	2260 345	2261 345	2223 331	2269 323	2256 346
Баженовская (воляжский)	2563 14	2567 15	2587 15	2601 15	2589 14	2601 16	2570 16	2595 15	2637 17	2594 15	2575 15	2594 16	2553 15	2592 14	2588 15	2592 15	2600 16	2605 15	2606 15	2554 14	2592 18	2602 15
Васюганская (кимеридж-келловей)	2577 2572	2582 2582	2602 2602	2616 2616	2603 2603	2617 2617	2586 71	2610 2610	2654 92	2609 2609	2590 2590	2610 2610	2568 82	2606 82	2603 82	2607 86	2616 86	2620 86	2621 86	2568 78	2610 78	2617 86
Тюменская (ср.+ниж. юра)							2657		2746											2646		
Тогурская (ниж. тоар.)																						
палеозой																						
Забой скважины	2653	2650	2669	2689	2697	2680	2680	2706	2761	2656	2679	2668	2654	2700	2669	2690	2700	2691	3158	2650	2684	2700

Палеозойская группа – Pz (образования доюрского фундамента).

Образования доюрского фундамента в северо-восточной части Каймысовского свода, т.е. в районе расположения Столбового м-я, изучены слабо. В связи с их низкими перспективами в отношении нефтегазоносности, они вскрывались отдельными скважинами на площади и на небольшую глубину.

Палеозойские образования во вскрытой части разреза представлены различными литолого-фациальными группами пород: метаморфизованными терригенными песчано-глинистыми отложениями, туфогенными, реже эффузивными и метаморфическими породами. Основное площадное развитие получили метаморфизованные терригенные породы.

На Столбовом м-и доюрские образования вскрыты лишь одной скважиной 93Р, пробуренной в зоне сочленения Столбового и Северо-Столбового поднятий. Забой скважины 3158 м, доюрские образования вскрыты на глубине 3075 м, вскрытая толщина их составляет 83 м. Эта часть разреза керном охарактеризована слабо: керн отобран в нижней части разреза в интервалах 3142 – 3147 м и 3153,5 – 3158 м. По керну доюрские образования представлены метаморфизованными алевролитами и аргиллитами зеленовато-серого цвета, плотными, очень крепкими, трещиноватыми.

Трещины разноориентированы, расположены под углом 45–70° к оси керна. Под микроскопом породы имеют грязно-зелёный цвет, сложены обломками преимущественно мелкозернистой алевритовой фракции. В обломках преобладает кварц, резко подчинённое значение имеют обломки пород и полевые шпаты. Породы интенсивно хлоритизированы и пиритизированы.

К кровле доюрской толщи приурочен один из основных отражающих горизонтов – Φ_2 .

Мезозойская группа – Mz.

Юрская система – J.

На Столбовом м-и отложения юрской системы вскрыты в полном объёме одной 93Р скважиной. Эти отложения залегают в интервале 2606 – 3075 м, общая толщина их составляет 469 м. Юрская толща подразделяется на четыре свиты (снизу-вверх) – тогурская, тюменская, васюганская и баженовская.

Нижняя юра – J1.

Тогурская свита (ранний тоар) - J1.

Отложения тогурской свиты залегают на размытой и выветрелой поверхности палеозоя с угловым и стратиграфическим несогласием. Вскрытые скважиной 93Р отложения в интервале 3040 – 3075 м, охарактеризованы керном. Представлены они аргиллитами серыми, тёмно-серыми, плотными, средней крепости до крепких, с зеркалами скольжения под углом до 60° к оси керна, горизонтальнослоистыми. В нижней части свиты встречен прослой брекчиевидной породы толщиной до 0.3 м, состоящей из пестроцветных обломков размерностью 2-5 мм плотной и крепкой. Единого мнения на генезис свиты в настоящее время нет.

Возраст свиты подтверждён палинологически: споро-пыльцевые комплексы, найденные в отложениях свиты в скважине 93Р, соответствуют раннему тоару (О.Н. Костеша, ТО СНИИГГиМС). Толщина свиты – 35 м.

Нижняя + средняя юра – J1-2.

Тюменская свита (верхний тоар – нижний келловей)- J1-2 tm.

Отложения тюменской свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях тогурской свиты.

В целом, отложения тюменской свиты носят континентальный облик и представляют собой ритмичное чередование по разрезу песчаных, алевролитоглинистых и угольных пластов. Некоторые песчаные пласты имеют линзовидное строение. Аргиллиты, в основном, тёмно-серые, обогащённые алевроитовым материалом. Для разреза характерна повышенная углефикация и сидеритизация пород.

В разрезе скважины 93Р отложения тюменской свиты залегают в интервале 2710 – 3040 м. По всему разрезу свиты отмечается наличие пластов каменного угля, толщина которых составляет 1.0 – 4.0 м, за исключением пласта Y_{10} , залегающего в интервале 2919 – 2929 м, и имеющего толщину 10 м. В отложениях свиты выделяется ряд песчаных пластов от Y_2 в кровле свиты до Y_{15} в подошве. Толщины песчаных пластов составляют от 2-3 м до 15 м (пласт Y_4), а в нижней части свиты толщина пластов Y_{14} и Y_{15} составляет соответственно 20 и 29 м.

Возраст свиты охарактеризован палинологически на многих площадях Каймысовского свода и других регионов. Непосредственно в разрезе скважины 93Р в отложениях свиты О.Н. Костеша и В.М. Кабановой (ТО СНИИГГиМС) определены споро-пыльцевые комплексы, соответствующие: в интервале 2715-2718 м – позднему бату, возможно – раннему келловею, в интервале 2860-2875 м – байосу, в интервале 2967-2975 м – позднему тоару, в интервале 3021.6-3028 м – также позднему тоару, возможно, аалену.

Толщина тюменской свиты в разрезе скважины 93Р составляет 330 м. По данным сейсморазведки (с/п 18.23/90-91г, В.А. Конторович) толщина свиты в пределах м-я колеблется от 280 м в своде Столбового поднятия до 430 м на склонах поднятий. К нижней части свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Γ^a , к кровле тюменской свиты приурочен отражающий горизонт Γ^b .

1.3 Тектоника

Столбовое месторождение в тектоническом отношении располагается в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, выделяемой в центральной части Западно-Сибирской плиты. Фундамент плиты является гетерогенным сооружением. В нем выделяется ряд структурно-вещественных и временных комплексов от наиболее древнего байкальского комплекса до позднегерцинского – наиболее молодого.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. Суркова В.С., 1981 г.) (рисунок 3), площадь исследований расположена в северо-восточной части Каймысовского свода – одной из крупных положительных структур I порядка юго-восточной части плиты. Как и многие региональные структуры Западно-Сибирской плиты Каймысовский свод тоже является структурой унаследованного развития. По палеозойскому складчатому фундаменту ему соответствует южная часть Верхневасюганского антиклинория, являющегося одним из крупных структурно-тектонических элементов Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы герцинид (Сурков В.С., Жеро О.Г., 1981г.). Северо-Восточная часть Каймысовского свода в плане соответствует зоне сочленения Верхневасюганского и Нижневартовского антиклинориев и Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, ограничивающего эти антиклинории с востока (рисунок 3). На структурном плане по отражающему сейсмическому горизонту Па (подошва баженовской свиты) Каймысовский свод осложнен рядом положительных структур второго и третьего порядка, разделенных прогибами, седловинами, небольшими впадинами. К структурам второго порядка относятся Катыльгинское, Карандашовское и Моисеевское куполовидные поднятия, Ларломкинский и Нововасюганский валы.

Столбовое месторождение расположено в восточной части Катыльгинского куполовидного поднятия – положительной структуры II порядка, в состав которого входят также Оленье, Озёрное, Катыльгинское и другие локальные поднятия (рисунок 1).

На участке Столбового месторождения отмечается ступенчатое региональное погружение всех отражающих горизонтов (осадочного чехла юры) и поверхности кристаллического фундамента в северо - восточном направлении (в сторону Колтогорского мегапрогиба).

На фоне регионального погружения на структурной карте по отражающему горизонту II^a выделяются две наиболее протяжённые структурные зоны северо-западной ориентации: восточная и западная, которые

разделены между собой хорошо выраженным прогибом того же направления и имеющего различную амплитудную выразительность.

По оси наиболее протяжённой восточной структурной зоны расположены (с юго-востока на северо-запад) Столбовое, Северо-Столбовое и Лобное поднятия.

По отражающему горизонту Φ_2 , сопоставляемому с поверхностью кристаллического фундамента (с подошвой осадочного чехла-отложения юры), всем закартированным структурным зонам по горизонтам юры соответствуют морфологически выраженные приподнятые гряды, осложнённые локальными выступами кристаллического фундамента. Однако, строение поверхности кристаллического фундамента является более сложным. Значительно изменяется конфигурация выступов, наиболее амплитудными из них являются Столбовой и Новоозёрный.

Столбовое поднятие расположено в юго-восточной части участка. В основании его отмечается обширный локальный выступ кристаллического фундамента, представленный по отражающему горизонту Φ_2 четырьмя вершинами: западной, восточной, северной и северо-западной, оконтуренной единой изогипсой.

По отложениям осадочного комплекса (I^a , I^b , II^a) формируется структура облекания.

Разрывные нарушения по этому горизонту осложняют лишь северо-восточную периклиналь восточного купола поднятия.

По отражающему горизонту II^a Столбовое поднятие выполаживается. Северный купол в виде замкнутого не выделяется. Западный и восточный купола вновь становятся обособленными. Амплитуда их сокращается до 30 м.

Размеры северо-западного купола увеличиваются и составляют 2.05×0.95 км.

Свод его смещается на 0.4 м в северо-западном направлении.

1.4 Нефтегазоносность

Столбовое нефтяное месторождение находится в Каймысовском нефтегазоносном районе. В непосредственной близости от Столбового м-я открыто большое количество нефтяных м-ий, которые находятся в промышленной разработке: Первомайское, Оленье, Озерное, Катильгинское, Западно-Катильгинское и другие. Залежи нефти на этих месторождениях приурочены к горизонту Ю₁ васюганской свиты верхней юры.

Промышленная нефтеносность Столбового м-я также связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты верхней юры: пластами Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰ и пластом Б₁₈ ачимовской пачки нижне-мелового возраста. В пласте Б₁₈ выявлены две залежи нефти, в пластах юрских отложений – 7 нефтяных залежей.

Данные к обоснованию ВНК приведены в таблице 4, характеристика и размеры залежей приведены в таблице 5.

Таблица 4 – данные по обоснованию ВНК

Пласт, номер скважины	Интервал пласта <u>глубина</u> абс.отм.	Интервал перфорации <u>глубина</u> абс.отм.	Подошва нефте- насыщенной части пласта.м <u>глубина</u> абс.отм.	Кровля водо- насыщенной части пласта.м <u>глубина</u> абс.отм.	Результаты опробования м³/сут.	Абс. отметка контура нефтеносности
Б ₁₈						
Северная залежь						
91Р	<u>2495.6 - 2505.8</u> 2403.8 - 2414	<u>2492-2507</u> 2400.2-2415.2	<u>2505.8</u> -2414		Qн-72 (8мм шт)	а.о.-2416
100	<u>2500.4 - 2506.6</u> 2410.2 - 2416.4	<u>2499 - 2508</u> 2408.8 - 2417.8	<u>2506.6</u> 2416.4		Qн-4(4мм шт)	а.о.-2416
Южная залежь						
82Р	<u>2499.2 - 2504.2</u> 2406.3 - 2411.3	=	<u>2504.2</u> -2411.3	-	-	а.о.-2412
Ю ₁ ⁰						
91Р	<u>2617.4 - 2618.4</u> 2525.5 – 2526.5	<u>2617 - 2619</u> 2525.1 - 2527.1	<u>2618.4</u> 2526.5		Qн-4.8(3мм шт)	а.о.-2526
Ю ₁ ¹						
Западная залежь						
88Р	<u>2610.4 - 2611.8</u> 2512.8 - 2514.2		<u>2611.2</u> 2514.2			а.о.-2514
Северная залежь						
79Р	<u>2612 - 2613.4</u> 2528.3 - 2529.7	<u>2611 - 2614</u> 2527.3 - 2530.3 <u>2622 - 2625</u> 2538.3 - 2541.3	<u>2614</u> 2530.3		Qн-17.6(3мм шт) Qв=2	а.о.-2540 (по аналогии с восточной залежью)
Восточная залежь						
78Р	<u>2623 - 2626.4</u> 2529.2 - 2532.6	<u>2622 - 2627</u> 2528.2 - 2533.2	<u>2626.4</u> 2532.6		Qн-43.2(8мм шт)	а.о.-2540
93Р	<u>2627.6 - 2630</u> 2533.8 - 2536.2		<u>2630</u> 2536.2			
Ю ₁ ²						
Западная залежь						
87Р	<u>2583.8 - 2585</u> 2482.8 - 2484	<u>2580 - 2586</u> 2479 - 2485 <u>2570 - 2579</u> 2469 - 2478	<u>2585</u> 2484		Qн-33.6(8мм шт)	а.о.-2487
99Р	<u>2594 - 2596.2</u> 2489.8 - 2492			2594 2489.8		а.о.-2487
Северная залежь						
79Р	<u>2622 - 2630.6</u> 2538.5 - 2546.9	<u>2611 - 2614</u> 2527.3 - 2530.3 <u>2622 - 2625</u> 2538.3 - 2541.3	<u>2630.6</u> 2546.9		Qн-17.6(3мм шт) Qв=2	а.о.-2548
90Р	<u>2623.8 - 2632.8</u> 2538.6 - 2547.6	2623 - 2627 2537.8 -2541.8	<u>2632.8</u> 2547.6		Qн-14(4мм шт)	а.о.-2548
100	<u>2635.4 - 2638.2</u> 2545.2 - 2548		<u>2638.2</u> 2548			а.о.-2548
Восточная залежь						
78Р	<u>2631.2 - 2651.4</u> 2537.4 - 2557.6	2631 - 2633 2537.2 - 2539.2		2631.2 2537.4	Qн-0.2; Qв=21 при Ндин=802.5	а.о.-2537
82Р	<u>2624.4 - 2637.2</u> 2531.4 - 2544.2	<u>2624 - 2628</u> 2531 - 2535	<u>2630.4</u> 2537.4	2631.8 2538.8	Qн-6.3; Qв=2.1 при 2мм шт.	а.о.-2537

Таблица 5 – Краткие сведения о залежах

Индекс пласта	Залежь	Глубина залегания пласта <u>глубина, м</u> а.о., м	Высотное положение ВНК, а.о.	Размеры залежи			Пределы изменения нефтенасыщенной толщины, м	Тип залежи
				длина, м	ширина, м	высота, м		
Б₁₈	Северная залежь	<u>2489 - 2509.8</u> 2395 - 2416	-2416	5.0	0.7-3.5	21	4 - 8.8	пластовая сводовая, литологически экран.
	Южная залежь	<u>2456.7 - 2504.9</u> 2360 - 2412	-2412	8.4	1.8-3.9	52	5 - 10.0	пластовая сводовая, литологически экран.
Ю₁⁰		<u>2607.2 - 2617.2</u> 2517 - 2526	-2526	3	0.6 - 2.3	9	1.0 - 2.2	пластовая сводовая, литологически экран.
Ю₁¹	Западная залежь	<u>2561 - 2611.6</u> 2460 - 2514	-2514	4	2.5	54	1.4 - 9.0	пластовая сводовая, литологически экран.
	Северная залежь	<u>2612 - 2623.7</u> 2528.3 - 2540	-2540	2.5	1.1	12	1.4	пластовая сводовая, литологически экран.
	Восточная залежь	<u>2579.1 - 2636.4</u> 2486.6 - 2540	-2540	12.5	0.7-5.7	53	0.6 - 3.8	пластовая сводовая, литологически экран.
Ю₁²	Западная залежь	<u>2579.4 - 2589.5</u> 2478 - 2487	-2487	4.7	1.3	9	1.2 - 2.4	пластовая сводовая
	Северная залежь	<u>2624.1 - 2631.7</u> 2530 - 2548	-2548	5.6	3.0	18	1.0 - 6.4	пластовая сводовая, литологически экран.
	Восточная залежь	<u>2586.7 - 2630.8</u> 2490 - 2537	-2537	11	4.1 - 9.0	47	2.2 - 7.8	пластовая сводовая

Обобщая можно сделать следующие выводы:

- промышленная нефтеносность Столбового месторождения связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты верхней юры: пластами Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰ и пластом Б₁₈ ачимовской пачки нижне-мелового возраста;
- нефтеносность месторождения определена по данным геофизических исследований скважин и подтверждена результатами опробования;
- выявлено девять нефтяных залежей.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Б ₁₈	Ю ₁ ⁰	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2394	-2523	-2514	-2519
Тип залежи	пластовая сводовая с литологическим экранированием			
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	31 916	4 021	54 859	75 454
Средняя общая толщина, м	10.3	4.0	4.2	7.9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5.2	1.5	2.6	4.4
Коэффициент пористости, доли ед.	0.221	0.161	0.174	0.166
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.627	0.578	0.603	0.546
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.501	0.450	0.563	0.521
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.611	0.578	0.599	0.541
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	11.0*	20.3**	29.9*	17.5*
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.64	0.60	0.64	0.64
Расчлененность	2.2	1.0	1.4	2.0
Начальная пластовая температура, °С	93.5	96.2	96.2	96.2
Начальное пластовое давление, МПа	22.6	25.9	25.9	25.9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0.96	0.99	0.99	0.78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.712	0.72	0.72	0.725
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.824	0.827	0.827	0.844
Абсолютная отметка ВНК, м	2412-2416	2526	2514-2540	2487-2548
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1.271	1.300	1.300	1.290
Содержание серы в нефти, %	0.58	0.45	0.58	0.56
Содержание парафина в нефти, %	2.10	0.65	1.75	2.28
Давление насыщения нефти газом, МПа	9.6	9.9	9.9	9.5
Газовый фактор, м ³ /т	84.6	91.3	91.3	87.7
Содержание сероводорода, %	н/обн.	н/обн.	н/обн.	н/обн.
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	н/д	0.42		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	н/д	1.001		
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	н/д	1.025		
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴				
нефти	14.4	16.6	16.6	14.6
воды		2.3		
породы		0.25		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.519	0.470	0.470	0.470
*по ГДИ				
**по ГИС				

2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

2.1.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Столбовое месторождение открыто в 1986 году по результатам бурения поисковой скважины №75. В пробную эксплуатацию введено в 1991 году после расконсервации трех разведочных скважин №№ 78Р, 86Р и 91Р. Промышленная нефтеносность в разрезе месторождения связана с отложениями горизонта Ю₁ васюганской свиты верхней юры (пластами Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁²) и (пластом Б₁₈) ачимовской пачки нижнее-мелового возраста.

За всю историю разработки по Столбовому месторождению выполнены следующие проектные документы:

1. *«Проект пробной эксплуатации Столбового месторождения»* (протокол ЦКР №1641 от 22.02.1994 г.).

Основанием для ввода в разработку объекта Б₁₈ был «План пробной эксплуатации скважины №91Р», утвержденный 21.12.1991г. Управлением Западно-Сибирского округа ГГТН РФ.

2. *«Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений* (протокол ЦКР №2437 от 06.10.1999 г.).

3. *«Технологическая схема разработки Столбового месторождения»* (протокол ЦКР №3358 от 07.04.2005г.).

4. *«Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Столбового нефтяного месторождения Томской области»* (протокол ЦКР №4308 от 22.05.2008г.).

5. *«Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения Томской области»* (протокол ЦКР по ТПП №653 от 30.11.2009г.).

6. «Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения Томской области» (протокол ТО ЦКР по ТПП №5094 от 10.03.2011г.).

Основные проектные решения:

Проектные уровни:

добычи нефти, тыс.т	- 817.1 (2019 г.)
добычи жидкости, тыс.т	- 2183 (2023 г.)
закачки воды, тыс.м ³	- 2272 (2016 г.)
закачка газа, млн.м ³	- 41.7 (2026 г.)
добыча растворенного газа, млн.м ³	- 71.7 (2019 г.)
использование растворенного газа	- 95% (с 2012 г.)
КИН, доли ед.	- 0.410

Общий фонд скважин

в т.ч. добывающих/нагнетательных - 192/61

Фонд скважин для бурения

в т.ч. добывающих/нагнетательных - 178/61

Использование растворенного газа, % - 95 (с 2012г.)

- выделение двух объектов разработки: пласт Б₁₈ и Ю₁⁰⁻² (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁²);

- система разработки – девятиточечная, с расстоянием между скважинами 600 м;

- организация пробной закачки добываемого растворенного газа на опытном участке пласта Ю₁² с 2012 года;

- выполнение комплекса ГТМ, исследовательских работ и ввода скважин из неработающего фонда.

В настоящее время Столбовое месторождение разрабатывается на основе «Дополнение к технологической схеме разработки Столбового нефтяного месторождения Томской области». Документ составлен ООО «НТЦ-РуссНефть» в 2012 году и утвержден в ЦКР Роснедр по УВС протокол №5524 от 13.12.2012.

Данная работа принята по второму варианту со следующими основными положениями и технико-экономическими показателями:

Проектные уровни:

добычи нефти, тыс.т	- 1233.9 (2017 г.)
добычи жидкости, тыс.т	- 3736 (2024 г.)
закачки воды, тыс.м ³	- 4119 (2026 г.)
добыча растворенного газа, млн.м ³	- 105 (2017 г.)
использование растворенного газа	- 95% (с 2012 г.)
КИН, доли ед.	- 0.41

Общий фонд скважин

в т.ч. добывающих/нагнетательных - 186/59

Фонд скважин для бурения

в т.ч. добывающих/нагнетательных - 140/51

- выделение двух объектов разработки: пласт Б₁₈ и Ю₁ (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁²);

-система разработки – дивитоточечная, с расстоянием между скважинами 600 м;

- выполнение комплекса ГТМ, исследовательских работ и ввода скважин из неработающего фонда.

В апреле 2014 года ГКЗ был утвержден «Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН Столбового нефтяного месторождения Томской области». Необходимость пересчета запасов углеводородов Столбового месторождения и представление их на государственную экспертизу обусловлены уточнением геологического строения залежей по результатам дополнительной геолого-геофизической информации по данным бурения вновь пробуренных скважин и сейсморазведочных исследований, а также внесением корректировки в технологические документы на разработку месторождения. Данный пересчет запасов нефти базируется на результатах бурения и исследования скважин и сейсморазведочных работ МОГТ-3D.

Вновь подсчитанные геологические запасы нефти в пределах Столбового ЛУ по отношению к числящимся на Госбалансе увеличились по категориям В+С₁ на 4108 тыс.т (+13,2%) и по категории С₂ уменьшились на 8306 тыс.т (-64,5%). В связи с изменением представлений о геологическом строении месторождения возникла необходимость в составлении нового проектного документа. Таким образом, последним действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения» (ТО ЦКР по ТПП протокол №5524 от 13.12.2012).

Составление настоящей работы вызвано необходимостью учета новой геологической информации после проведения работ по пересчету запасов.

2.1.2 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. на балансе предприятия числится 84 скважины. Характеристика пробуренного фонда скважин на 01.01.2014г. приведена в таблицах 7-8.

В действующем фонде добывающих скважин находится 62 скважин, весь фонд эксплуатируется механизированным способом (таблица 8). Средний дебит жидкости одной действующей добывающей скважины в 2013г. составил 64.2 т/сут, нефти – 33.2 т/сут, средняя обводненность продукции составила 44.1%. В 2013 году были пробурены и введены в эксплуатацию 13 скважин среднесуточный дебит по нефти составил 34.3 т/сут, по жидкости 67.6 т/сут и обводненность составляет 22.7%. Распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации приводится в таблице 9.

Среди действующих добывающих скважин, одна работает на объект Б₁₈, шесть – на пласт Ю₁¹, 26 – на пласт Ю₁², 28 скважин работают на два пласта Ю₁¹+ Ю₁²; действующие нагнетательные скважины в количестве 17 единиц работают на объект Ю₁, причем в скважине №207 применено специальное

оборудование для осуществления одновременной закачки и водозабора, 10 скважин ликвидировано.

На месторождении имеется водозаборный фонд, добывающий воду для систем ППД и технических нужд из объекта ПК₁. В водозаборном фонде числятся шесть скважин (с учетом скв. 207), в действующем фонде - пять скважин. Коэффициент использования эксплуатационного фонда составляет 0.96.

Историю разработки Столбового месторождения можно разделить на два периода. В первом из них (1990-2009гг) месторождение разрабатывалось единичными скважинами. Второй период (2010-2013гг) характеризуется активным разбуриванием месторождения с формированием системы ППД,

Характеристика пробуренного фонда скважин приводится в таблицах 7-8.

Таблица 7 – Характеристика фонда скважин по состоянию
на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Б ₁₈	Ю ₁	Месторождение
Фонд добывающих скважин	Пробурено	1	78	79
	Возвращено с других горизонтов			
	Всего	1	78	79
	В том числе:			
	Действующие	1	60	61
	фонтанные			
	ЭЦН	1	60	61
	Бездействующие		1	1
	В освоении			
	В консервации			
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено		10	10
	Переведены из добывающих		7	7
	Всего		17	17
	В том числе:			
	Под закачкой		17	17
	Бездействующие			
Фонд водозаборных	В освоении			
	Пробурено			5
	Действующие			4
	Бездействующие			1

Таблица 8 – Структура действующего добывающего фонда скважин
на 01.01.2014 г.

Пласт	Действующий добывающий фонд						
	Всего	Совместные	Обводн. >95%	По способам эксплуатации			
				ЭЦН	ФОН	ШГН	Всего
БВ ₁₈	1			1			1
Ю ₁ ⁰⁻²	60			60			60
Итого	61			61			61

Таблица 9 – Распределение годовой и накопленной добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации

Способ эксплуатации	Количество скважин	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т
ФОН							242,1
ЭЦН	61	725,6	1297,9	33,2	64,2	44,1	2266,0
РЕД					,		38,4
ШГН							54,3
Всего	61	725,6	1297,9	33,2	64,2	44,1	2600,8

В 2013 году добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила 725.6 тыс.т нефти. Добыча жидкости – 1297.9 тыс.т. Средний дебит по нефти – 33.2 т/сут, по жидкости – 64.2 т/сут, обводненность продукции – 44.1%.

За период разработки месторождения с помощью погружных электроцентробежных насосов было добыто 2266.0 тыс.т нефти (87.1% общей добычи), штанговыми глубинными насосами было добыто 54.3 тыс.т (2.1%), фонтанным способом – 242.1 тыс.т (9.3%). Таким образом, основная добыча нефти на месторождении до настоящего времени обеспечивалась погружными электроцентробежными насосами.

Основной отбор нефти осуществляется из пласта Ю₁₊₂, на долю которого приходится 80.5 % накопленной и 77% годовой добычи.

Как уже отмечалось, месторождение находится на первой стадии разработки и характеризуется невысокой степенью выработки запасов нефти. Значительная часть скважин эксплуатируется с содержанием воды в продукции менее 50%. Распределение 61 действующей скважины по дебитам нефти и обводненности в 2013 году на рисунках 4-5.

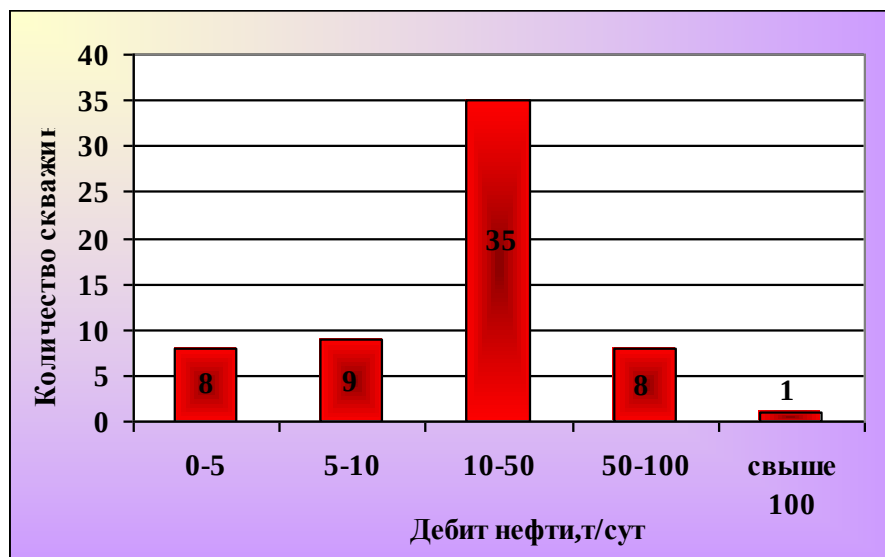


Рисунок 4 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти

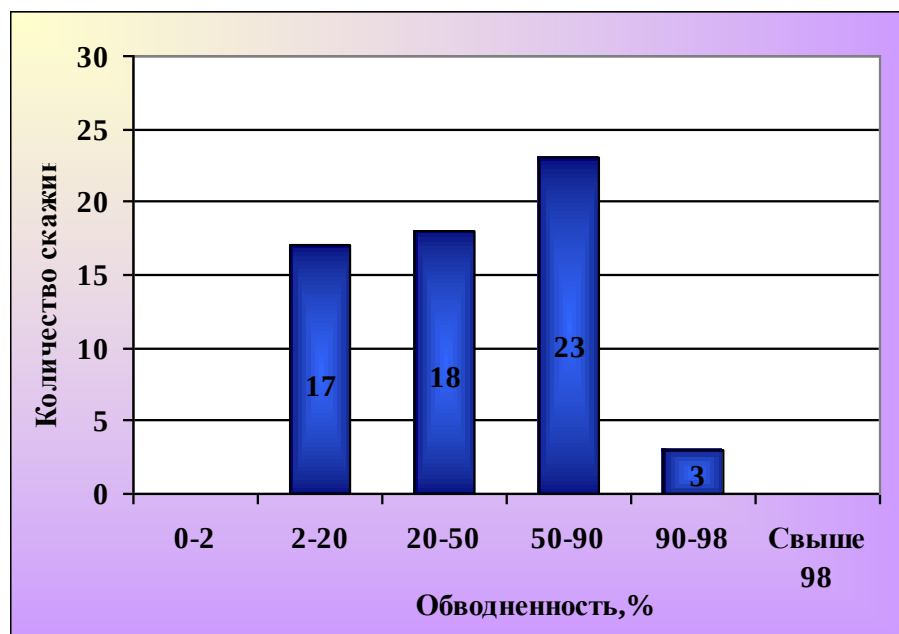


Рисунок 5 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности

По дебитам нефти скважины распределились следующим образом: с дебитом до 5 т/сут в 2012 году эксплуатируется восемь скважина. В интервале дебитов от 5 до 10 т/сут работает девять скважин, большая часть скважин 35 работают с дебитами от 10 до 50 т/сут. Свыше 50 т/сут работают девять скважин. С дебитами жидкости до 10 т/сут работает 9.8% фонда (6 скважин).

С дебитом жидкости от 10 до 50 т/сут работает 54.1% (33 скважин), свыше 50 т/сут работает 36.1 т/сут (22 скважины).

Более детально причины перераспределения скважин по дебитам и обводненности будут рассмотрены ниже по каждому объекту.

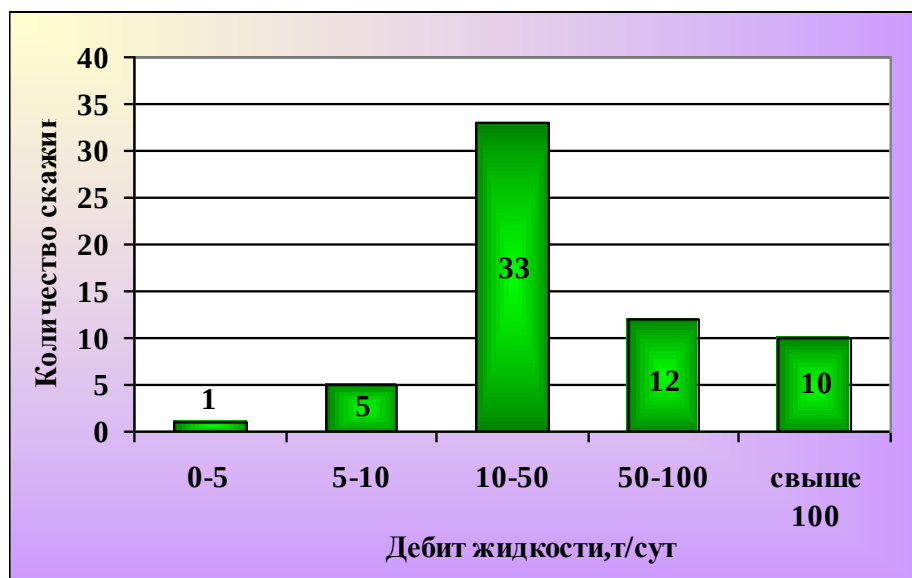


Рисунок 6 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам жидкости

Накопленная добыча на 01.01.2014г. составила 2600.8 тыс.т или 36.6 тыс.т на каждую из 71 скважины, перебивавших в добыче. При этом накопленный отбор менее 10 тыс.т для 19 скважин (26.8%); 33 скважины (46.5%) – это скважины с накопленной добычей от 10 до 50 тыс.т, 13 скважин (18.3) – скважины с накопленной добычей от 50 до 100 тыс.т. и шесть скважин (8.5%) - с накопленной добычей свыше 100 тыс.т. Распределение действующего добывающего фонда по накопленной добыче нефти представлено на рисунке 7 и в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение действующего фонда по накопленным отборам нефти

Накопленная добыча нефти, тыс.т	Интервалы весовой обводненности, %						Итого
	0-2	2-20	20-50	50-90	90-98	более 98	
0-10	1	4	10	4			19
10 -20	1	4	6	5			16
20 -50		8	3	5	1		17
50 -80		3	2	3	1		9
80-100			2	1	1		4
100-200		1	3	1			5
свыше 200			1				1
Итого	2	20	27	19	3		71

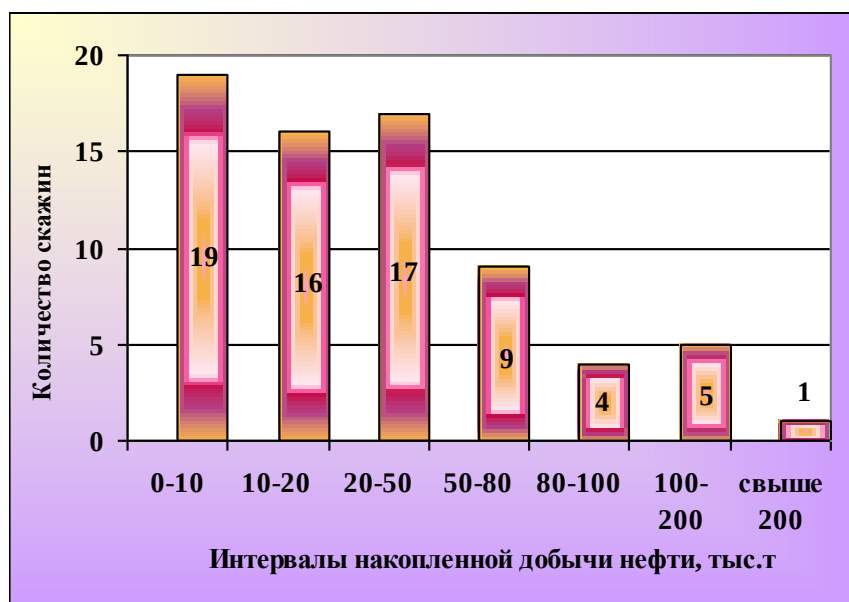


Рисунок 7 – Распределение действующего фонда по накопленным отборам нефти

Выводы:

1. Действующий добывающий фонд Столбового месторождения по состоянию на 01.01.2014 г. составляет 61 скважина.
2. Средний дебит жидкости по месторождению в 2014 году составил 64.2 т/сут, нефти 33.2 т/сут, обводненность 44.1%.
3. Действующий фонд добывающих скважин эксплуатируется с помощью ЭЦН.

4. В 51.4% действующего фонда (19 скважин) дебиты жидкости превышают 50 т/сут.- С обводненностью до 50% работает 32 скважины. (86,5%).

5. Фактический отбор нефти на одну пробуренную скважину составила 30.3 тыс.т. Максимальный отбор нефти достигнут по скважине 75Р-188.9 тыс.т, находящейся в эксплуатации с 1996 года.

2.2 Анализ состояния разработки эксплуатационных объектов

2.2.1 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации по объекту Ю1

В разрезе горизонта верхнеюрских отложений выделяются три пласта: Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁², пласты объединены в один объект разработки: Ю₁. Объект Ю₁ начал разрабатываться в 1991 году двумя скважинами-78Р и 86Р.

До 2010 года разработка месторождения велась небольшими (не более шести единиц) фондом добывающих скважин, однако уже в 2010г началось активное разбуривание месторождения, и за четыре года действующий фонд вырос до 61 добывающей скважины и 17 нагнетательных скважин, причем в скважине 207 применено специальное оборудование для осуществления одновременной закачки и водозабора.

В 2011 году бурением пяти скважин и переводом трех скважин из добычи была введена система ППД. Характеристика пробуренного фонда скважин по объекту Ю₁ приводится в таблице 2.8. С начала разработки отобрано 3585.4 тыс.т жидкости, 2584.5 тыс.т нефти, темп отбора от НИЗ – 5.0 %, от ТИЗ – 5.8 %. Текущий коэффициент извлечения достиг 0.074.

Добыча жидкости на 01.01.2014 год составила 1286.6 тыс.т при обводненности 44.3 %. По состоянию на 01.01.2014 г. эксплуатационный фонд объекта представлен 62 добывающими скважинами, все скважины работают ЭЦН. На одну скважину добывающего фонда приходится 37.4тыс.т

отобранной нефти. На 01.01.2014 г. все скважины эксплуатируются эффективно – коэффициент эксплуатации составляет 0.98.

На рисунке 8 приведен график динамики добычи нефти, жидкости и обводненности по объекту Ю₁. Объект Ю₁ находится на стадии растущей добычи. Уровень добычи нефти по объекту в период до 2009 года не превышал 50 тыс.т, а в 2002-2004 г.г опустился ниже 10 тыс.т/год. В 2005 г. на двух скважинах (75Р и 86Р) были проведены успешные операции ГРП. Наиболее интенсивный рост добычи наблюдался с начала 2010 года, в этот период осуществляется ввод неразрабатываемых площадей объекта Ю₁ и увеличение доли добывающих скважин с ГРП. Большинство добывающих скважин вводились в разработку с ГРП, входные дебиты жидкости по некоторым скважинам превысили 250 т/сут. В результате значительно выросли дебиты на скважинах и, следовательно, уровни добычи нефти и жидкости.

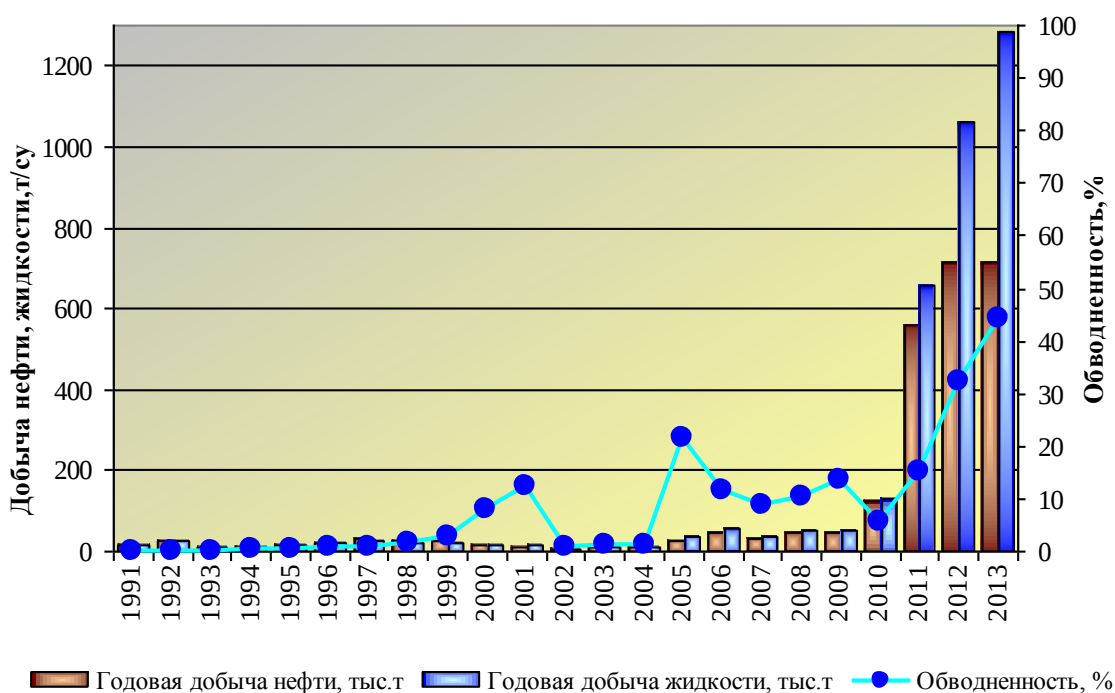


Рисунок 8 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности по объекту Ю₁

Карты накопленных отборов на 01.01.2015 г представлены на рисунках 9 – 10.

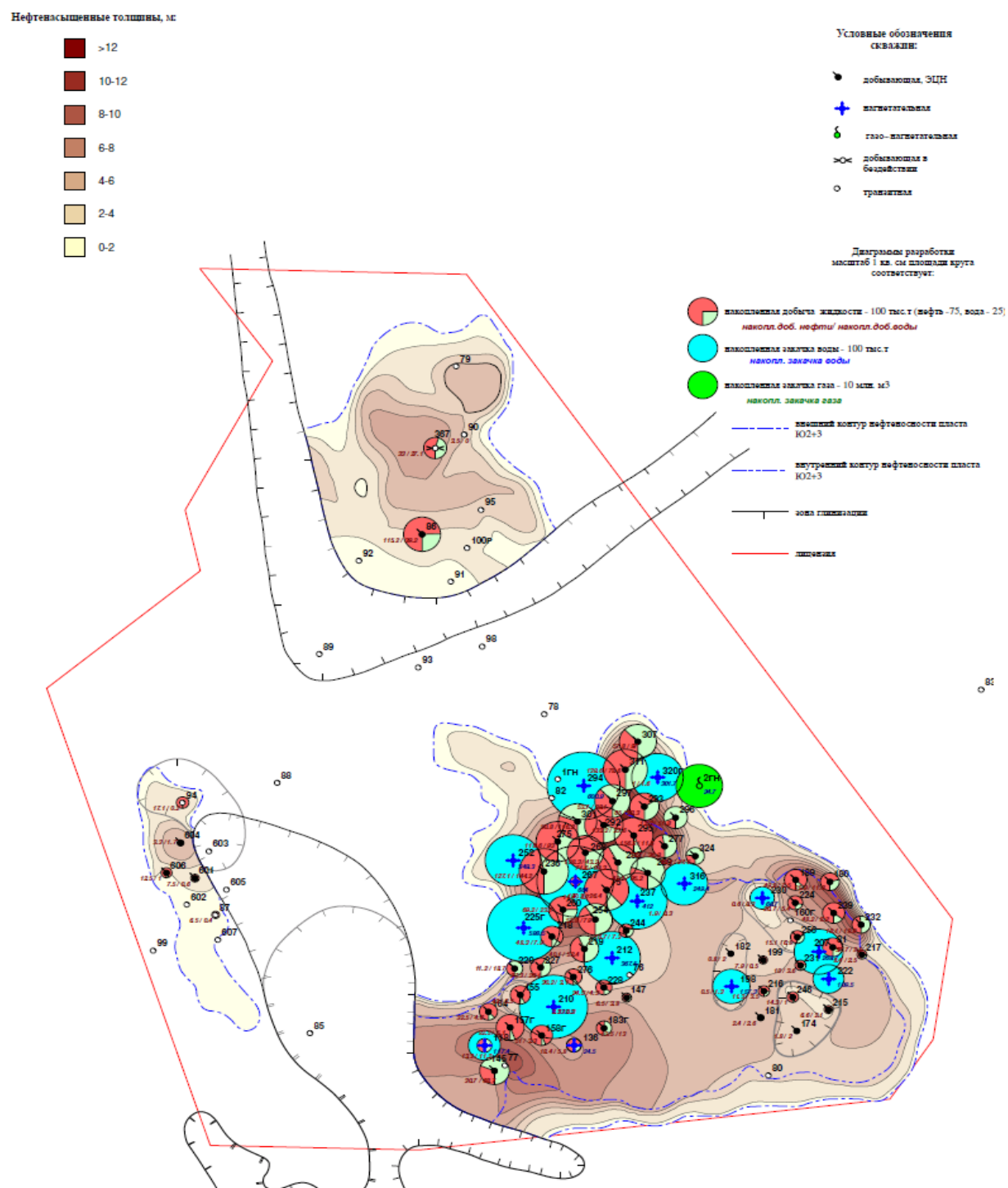
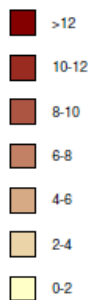
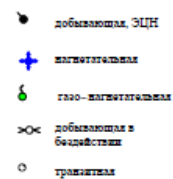


Рисунок 9 – Карта накопленных отборов Столбовое месторождение Ю1-1

Нефтенасыщенные толщины, м:



Условные обозначения скважин:



Диаграммы разработки масштаба 1 кв. см площади круга соответствует:

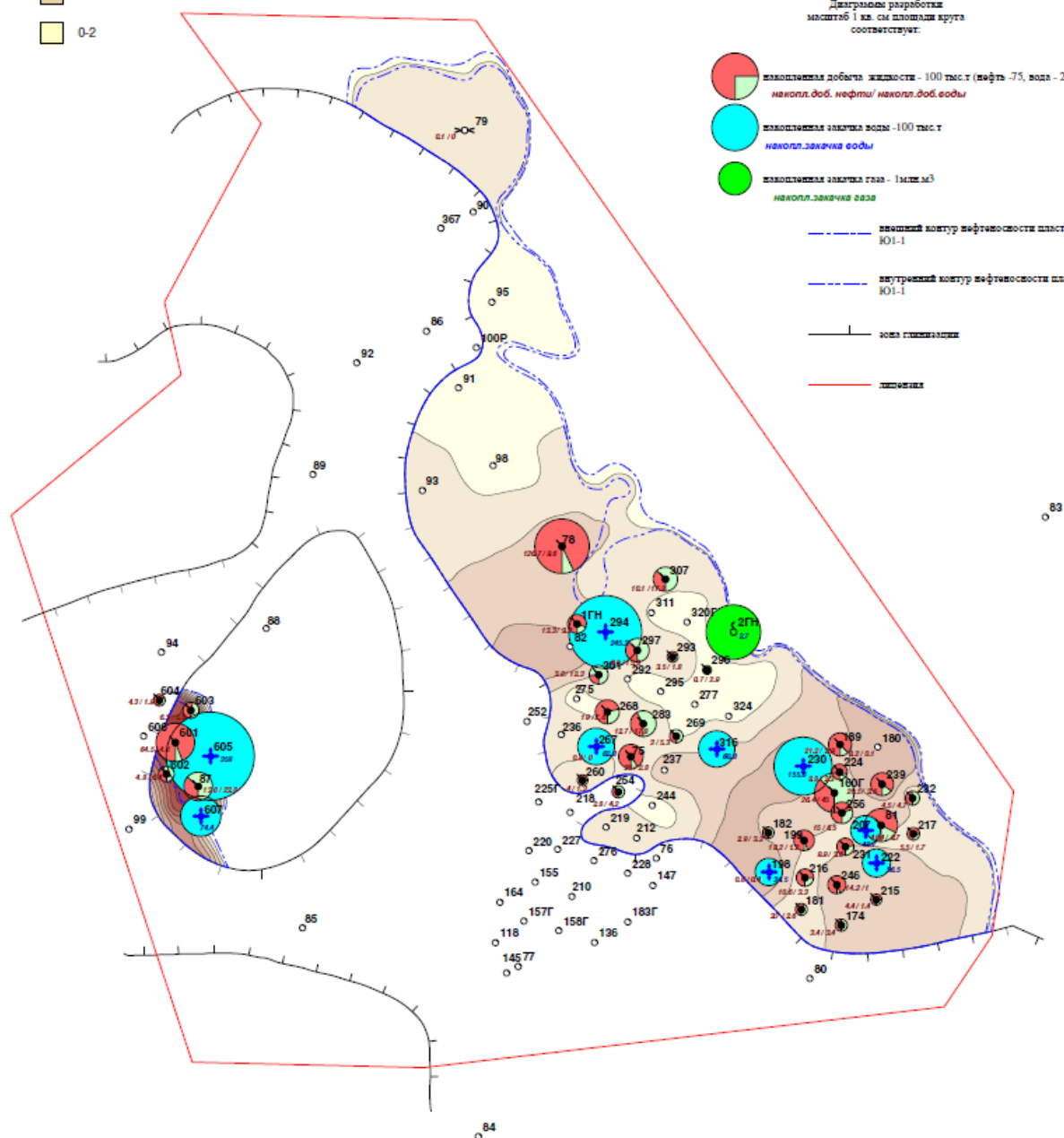
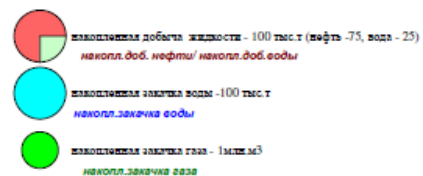


Рисунок 10 – Карта накопленных отборов Столбовое месторождение Ю1-2

Утвержденная действующим проектным документом система разработки на объекте Ю₁ предусматривает организацию девятиточечной системы разработки.

В соответствии с проектными решениями, формирование системы заводнения на объекте Ю₁ начато в 2011 году вводом восьми нагнетательных скважин, одна из которых имеет горизонтальное окончание. Анализ расположения добывающих и нагнетательных скважин относительно друг друга показал, что не все элементы девятиточечной системы обеспечены закачкой.

На дату анализа фонд нагнетательных скважин составил 17 единиц. Динамика среднемесячной приемистости за период 2011-2013г. имеет немонотонный характер, связанный с постепенным вводом новых нагнетательных скважин. С начала разработки объекта Ю₁ в продуктивные пласты закачано 3928 тыс.м³ воды.

2.3. Анализ выработки запасов по объекту Ю₁

Объект разработки Ю₁ включает в себя три продуктивных пласта: Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁². Объект находится в пробной эксплуатации с 1991 года. В настоящее время в эксплуатации находится 62 скважины.

По состоянию на 01.01.2014 г. на госбалансе Столбового месторождения по пластам меловых отложений числятся геологические запасы в объеме 33274 тыс.т (C₁+C₂) и 13568 тыс.т – извлекаемые запасы. В таблице 11 приводятся основные показатели выработки запасов по объекту Ю. По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная добыча нефти составляет 2584.5тыс.т.

Начальные запасы нефти категории C₁/C₂, утвержденные ГКЗ в 2014 году, составляют:

геологические – 33561/1665 тыс.т;

извлекаемые – 13749/635 тыс.т.

Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0.077.

Таким образом, учитывая перечисленные параметры, состояние выработки запасов объекта Ю₁ близко к первоначальному.

Всего на 01.01.2014 г. на месторождении отобрано 2584.5 тыс. тонн нефти, что составляет 18.8% от начальных извлекаемых запасов и 7.7% от начальных геологических запасов, утвержденных ГКЗ, текущая средняя обводненность продукции 44.3%. Таким образом, необходимо отметить высокую степень научного мониторинга разработки Столбового месторождения, где практически каждый год происходит обновление проектной документации. Своевременная корректировка проектных решений в условиях изменения представлений о геологическом строении продуктивных объектов, позволяет обеспечить наиболее полную и рациональную выработку запасов углеводородов из недр.

Таблица 11 – Основные показатели выработки запасов нефти объекта Ю на 01.01.2014г

Подсчетный пласт	Запасы геологические С1/С2	КИН утвержденный, д.ед С1/С2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Добыча нефти в 2013 г.	КИН текущий, д.ед
Ю ₁ ⁰	351/-	0.404/-			
Ю ₁ ¹	7042/543	0.464/0.320	435.4	157.7	0.060
Ю ₁ ²	26168/1122	0.395/0.411	2094.3	558.5	0.080
В целом	33561/1665		2529.7	716.2	0.077

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН

3.1 Общие сведения об УЭЦН

Установки погружных центробежных насосов используются для откачки пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси, из нефтяных скважин.

Данные установки изготавливаются как в стандартном исполнении, так и в коррозионно-стойком. В последних установках перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и электродвигателя с гидрозащитой, спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, откачивает пластовую жидкость и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами, либо протекторами, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле, прикрепленном к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами, либо протекторами, входящими в состав насоса. Комплектная трансформаторная подстанция обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Обратный клапан предотвращает обратное вращения ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и вследствие чего упрощает повторный запуск насоса. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса. Сливной клапан, установленный в корпусе обратного клапана, служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Клапаны можно устанавливать выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. Они должны располагаться ниже сработки основного кабеля с удлинителем, иначе поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый.

К насосу подключают насосный модуль – газосепаратор (для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 - до 55% (по объему) свободного газа у приемной сетки входного модуля).

Двигатель является асинхронным погружным, трехфазным, короткозамкнутым, двухполюсным, маслonaполненным. Установки могут также комплектоваться двигателями с системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

Сборочные единицы насосного агрегата имеют фланцевое соединение (на болтах и шпильках), а соединение валов сборочных единиц устанавливается с помощью шлицевых муфт.

Кабель в сборе с двигателем соединяется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный модульный насос (далее – «насос») является многоступенчатым вертикального исполнения. Его изготавливают в двух вариантах: обычном и коррозионно-стойком.

Насос включает в себя входной модуль, модуль-секцию, модуль-головку, обратный и спускной клапанов. Насос может иметь меньшее количество модулей-секций при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

К насосу присоединяется газосепаратора для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, который устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Газосепаратор сепарует пластовый флюид, отделяя попутный газ для стабильной работы ЭЦН. В составе УЭЦН снижает риск образования газовой пробки в рабочих колесах и, как следствие, срыва подачи.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Такие соединения, за исключением соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором, уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты, а также соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой осуществляется шлицевыми муфтами.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец.

3.2 Погружные электродвигатели

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты и представляют собой трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные двигатели унифицированной серии ПЭД. Бывают в нормальном и коррозионно-стойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5.

Такие двигатели работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости температурой до 110 °С. Такая жидкость содержит:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионно-стойкого исполнения - не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объему) - не более 55%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 25 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети: по напряжению - от минус 5% до плюс 10%; по частоте переменного тока - $\pm 0,2$ Гц; по току - не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

Управление работой двигателя и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170 °С, а остальных электродвигателей - 160 °С.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Узел электрического соединения обмоток верхнего, среднего и нижнего электродвигателей состоит из выводных кабелей с наконечниками и изоляторов, закрепленных в головках и корпусах торцов секционирования.

Отверстие под пробкой служит для закачки масла в протектор при монтаже двигателя.

В корпусе, находящемся в нижней части электродвигателя (под статором), расположены радиальный подшипник ротора и пробки. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

В этом корпусе электродвигателей имеется фильтр для очистки масла.

Термоманометрическая система ТМС предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН

(давление, температура, вибрация) и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде герметичного цилиндрического контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Для контроля за работой УЭЦН используются станции управления.

Станция обеспечивает следующие защиты и регулирование их уставок:

- отключение и запрещение включения электродвигателя при напряжении питающей сети выше или ниже заданных значений;
- отключение и запрещение включения электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса напряжения питающей сети;
- отключение электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса токов электродвигателя;

- отключение электродвигателя при недогрузке по активной составляющей тока с выбором минимального тока фазы (по фактической загрузке). При этом уставка выбирается относительно номинального активного тока;

- отключение и запрещение включения электродвигателя при снижении сопротивления изоляции силовой цепи ниже заданного значения;

- запрещение включения электродвигателя при турбинном вращении с выбором допустимой частоты вращения;

- отключение электродвигателя по максимальной токовой защите (МТЗ);

- запрещение включения электродвигателя при восстановлении напряжения питающей сети с неправильным чередованием фаз;

- отключение электродвигателя по сигналу контактного манометра в зависимости от давления в трубопроводе;

- отключение электродвигателя при давлении на приеме насоса выше или ниже заданного значения (при подключении системы ТМС);

- отключение электродвигателя при температуре выше заданного значения (при подключении системы ТМС);

Станция обеспечивает следующие функции:

- включение и отключение электродвигателя либо в "ручном" режиме непосредственно оператором, либо в "автоматическом" режиме;

- работа по программе с отдельно задаваемыми временами работы и остановки;

- автоматическое включение электродвигателя с заданной задержкой времени после подачи напряжения питания, либо восстановлении напряжения питания в соответствии с нормой;

- регулируемая задержка отключения отдельно для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);

- регулируемая задержка активации защит сразу после пуска для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);

- регулируемая задержка АПВ отдельно после каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции, по турбинному вращению и);
- возможность выбора режима с АПВ или с блокировкой АПВ после срабатывания отдельно каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции и по турбинному вращению);
- возможность выбора активного и не активного состояния защит отдельно для каждой защиты;
- блокировка АПВ после отключения по защите от недогрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- блокировка АПВ после отключения по защите от перегрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- блокировка АПВ после отключения другими защитами (кроме защит от недогрузки) при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- измерение текущего коэффициента мощности ($\cos\varphi$);
- измерение текущего значения фактической загрузки двигателя;
- измерение текущего значения частоты вращения электродвигателя при турбинном вращении;
- отображение в хронологическом порядке 63 последних изменений в состоянии насосной установки с указанием причины и времени включения или отключения электродвигателя;
- сохранение заданных параметров работы и накопленной информации при отсутствии напряжения питания;
- отображение общей наработки насосной установки;
- отображение общего числа пусков насосной установки;
- отображение текущих значений времени и даты;

- световая индикация о состоянии станции ("СТОП", "ОЖИДАНИЕ", "РАБОТА").

Устройство БСИ-01 (блок считывания информации) предназначено для съёма и хранения информации с контроллера «Электон», а также для передачи ее на стационарный компьютер. Емкость памяти позволяет хранить информацию с 63 контроллеров. Питание БСИ-01 осуществляется от сетевого адаптера (в контроллерах с зав. №1000 и выше питание блока предусмотрено через разъем RS-232).

Преобразователи частоты семейства ПЧ-ТТПТ-XXX-380-50-1-УХЛ1 «Электон 05» предназначены для регулирования частоты вращения трехфазных асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутым или фазным ротором распространенных общепромышленных серий.

СУ обеспечивает работу привода в нескольких режимах:

- ручное управление частотой вращения АД;
- режим самозапуска СУ после восстановления питания;
- плавный разгон асинхронного электродвигателя (АД) с заданным темпом;
- разгон по предельным (заданным) значениям токов фаз АД;
- плавное торможение АД;
- режим работы по программе;
- считывание телеметрической информации по каналу RS-232;
- работа в режиме ослабления поля при скоростях вращения выше номинальной.

Выходная частота – $1...75 \text{ Гц} \pm 0,1 \%$;

Ток перегрузки – 125 % от номинального в течение 5 минут при времени усреднения 10 минут (режим №2 в соответствии с ГОСТ 24607-88).

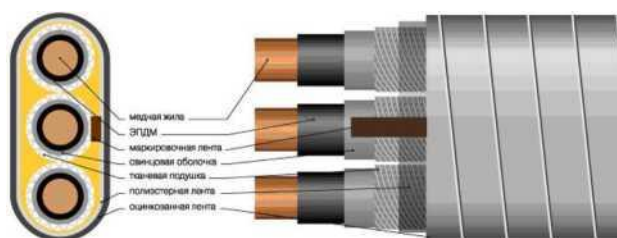
Средняя наработка на отказ СУ должна быть не менее 8000 часов.

Силовая часть всех СУ построена по единой схеме и представляет собой двухступенчатый преобразователь энергии трехфазного тока сети в энергию трехфазного тока, с регулируемым напряжением и частотой.

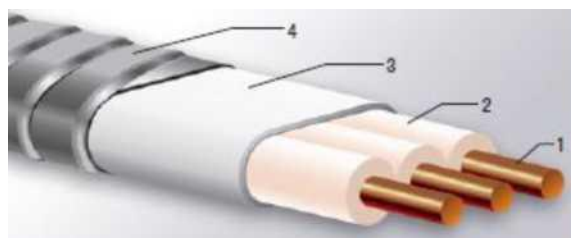
Кабельная линия. Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

- в качестве основного кабеля - круглые кабели марок КПКБ, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КППП, КТЭБ, КФСБ;
- в качестве удлинителя - плоские кабели марок КППП или КФСБ;
- муфта кабельного ввода круглого типа. Кабели марок КПКБ и КППП с полиэтиленовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +90 °С.



1. Медная жила;
2. ЭПДМ;
3. Маркировочная лента;
4. Свинцовая оболочка;
5. Тканевая подушка;
6. Полиэстерная лента;
7. Оцинкованная лента.



1. Медная однопроволочная жила;
2. Двухслойная изоляция из блоксополимера пропилена с этиленом;
3. Подушка из ленты нетканого полотна;

Рисунок 11 –Типы кабельных линий

Кабели КПКБ и КППП состоят из медных токопроводящих жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных

между собой (в кабелях КПБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КПБП), а также из подушки и брони.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110 °С. Кабели КТЭБК и КТЭБ состоят из медных, изолированных полиамиднофторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции и оболочках из термоэластопласта и скрученных между собой (в кабелях КТЭБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КТЭБ), а также из подушки и брони.

Кабели КФСБ и КФСБК с фторопластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160 °С.

Кабели КФСБ и КФСБК состоят из медных, изолированных полиамиднофторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции из фторопласта и оболочках из свинца и скрученных между собой (в кабелях КФСБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КФСБ), а также из подушки и брони.

Таблица 12 – Максимальный ток нагрузки для кабелей

Максимальный ток нагрузки для кабелей:	
сечением 10мм ² , В, до	50
сечением 13,3мм ² , В, до	66
сечением 16мм ² , В, до	80
сечением 21,1мм ² , В, до	105
сечением 25мм ² , В, до	125
сечением 35мм ² , В, до	175
сечением 50мм ² , В, до	250

4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Данная глава является конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ООО «Томская нефть» и поэтому не приводится (страницы 55 – 64).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Скрипочникову Олегу Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
2. Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Скрипочников Олег Андреевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН ЭЦНМИК5А30-1700(800) повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м³/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м³/сутки для использования на малodeбитных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбитных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным замером изоляции	26
Монтаж УЭЦН	4
Итого:	48

5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующее оборудование: установка электроцентробежного насоса, станция управления.

Основные узлы УЭЦН:

- ЭЦН (электроцентробежный насос)-важный элемент установки, собственно за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);

- ПЭД (погружной электродвигатель);
- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются еще разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- Газосепаратор - используют для снижения количества газа на входе в насос;
- Термоманометрическая система, выдающая на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в 103 амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость, руб	Норма амортизации, %	Сумма амортизации в год, руб	Сумма амортизации в час, руб	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб
Установка УЭЦНМИК5 А 30-1700 (800)	1890000	13,5	255150	29,13	1	48	1398,24
Гидрозащита	1000000	9	9000	1,03	1	48	49,44
Кабель погружной	200000	11,3	22600	2,6	1	48	124,8
Газосепаратор	150000	10	15000	1,7	1	48	81,6
ТМС	70000	8	5600	0,64	1	48	30,72
Трансформатор	120000	10,5	12600	1,4	1	48	67,2
Итого	3430000						1752

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 1752 руб.

5.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией-заказчиком приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во,	Цена, руб	Сумма, руб.
1	НКТ 73мм	80 т.	37500	3000000
2	Кабель	2600 м.	80	208000
	Итого:			3208000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 3208000 руб.

5.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 20 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Тарифная ставка, руб/час	Время на проведение мероприятия, ч	Тарифный фонд ЗП, руб	РК, СН 50+50 %	ЗП с учетом надбавок, руб
Технолог	8	350	48	16800	16800	33600
Мастер	7	300	48	14400	14400	28800
Бурильщик	5	250	48	12000	12000	24000
Машинист	3	180	48	8640	8640	17280
Пом. бур.	3	200	48	9600	9600	19200
Супервайзер	5	400	48	19200	19200	38400
Геофизик	4	170	48	8160	8160	16320
Итого				88800	88800	177600

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 177600 руб.

5.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 21 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
ЗП, руб	33600	28800	24000	17280	19200	38400	16320
ФСС (2,9%)	974,4	835,2	696	501,12	556,8	1113,6	473,28
ФОМС (5,1%)	1713,6	1468,8	1224	881,28	979,2	1958,4	832,32
ПФР (22%)	7392	6336	5280	3801,6	4224	8448	3590,4
Страхование от несчаст. Случаев (1,2%)	403,2	345,6	288	207,36	230,4	460,8	195,84
Всего, руб	10483,2	8985,6	7488	5598,72	5990,4	11980,8	5091,84
Общая сумма, руб	55618,56						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 55618,56 руб.

5.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 22).

Таблица 22 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб
Амортизационные отчисления	1752
Затраты на материалы	3208000
Оплата труда	177600
Страховые взносы	55619
Накладные расходы (20%)	688594
Всего затрат:	4131565

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 4131565 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Скрипичникову Олегу Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является эксплуатация скважин установками электроцентробежного насоса Столбового нефтяного месторождения (СНМ) Томской области.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при работе на кустовой площадке СНМ Томской области. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при работе на кустовой площадке СНМ Томской области.	Вредные факторы: 1. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны. Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы. 2. Повышенный уровень шума и вибрации. 3. Пониженная температура окружающей среды. 4. Отсутствие или неудовлетворительно е освещение. Опасные факторы: 1. Электрический ток. 2. Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением

	загрязняющих веществ в атмосферный воздух; - Анализ воздействия объекта на гидросферу: Опасных воздействий не обнаружено; - Анализ воздействия объекта на литосферу: Ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.03.2018 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Скрипочников Олег Андреевич		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования данного раздела является эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов в осложнённых условиях Западной Сибири. Проведён анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов при эксплуатации объекта исследования. Рассмотрена экологическая безопасность при эксплуатации скважин, и разработка превентивных мер по предупреждению ЧС, а также правовые и организационные меры при работе персонала. Областью применения данного раздела являются нефтегазоконденсатные месторождения Западной Сибири. Возможные пользователи разрабатываемого решения раздела - персонал, непосредственно занятый в обслуживании УЭЦН.

6.1 Производственная безопасность

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего человека, занятого обслуживанием и эксплуатацией фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, являются факторы, представленные в таблице 23.

Таблица 23 – Опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов	Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны	Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

	Повышенный уровень шума и вибрации	Давление в системах работающих механизмов	2. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ Электробезопасность» 3. СНиП 2.09.04.84 7.
	Пониженная температура окружающей среды	Электрический ток	ГОСТ 356 – 80 60 № Давление условное и рабочее»
	Отсутствие или неудовлетворительно е освещение		4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

6.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов

Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны. В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Повышенный уровень шума и вибрации. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установке статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и

закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению.

Таблица 24 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	звук (в дБА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Пониженная температура окружающей среды. Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже -40°C должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне $21-25^{\circ}\text{C}$.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные

перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10°C .

Отсутствие или неудовлетворительное освещение. Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

6.3 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы. Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона – это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на объекте представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Давление 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. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

Электрический ток. В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

В зависимости от условий производственной среды и нормативных документов, рассматриваются следующие вопросы:

- выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- требования к электрооборудованию;
- анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Также обосновываются организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок.

6.4 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

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

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

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

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

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

- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

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

- высокая степень утилизации нефтяного газа;

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

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Защита атмосферы. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений. Выбросы ЗВ на технической площадке УПН образуются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ является также факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 25).

Таблица 25 – Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- обеспечение полной герметизации оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль за состоянием швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработка плана действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий, осуществляемых аварийной службой.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

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

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;

10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.

11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Защита литосферы. Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Отходы производства, в виде отработанных материалов и приспособлений должны храниться на специально отведённых площадках, утилизироваться согласно классификации отходов.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

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

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

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

6.5 Безопасность в ЧС

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

1. Устье скважины: грифообразование;
2. Устье скважины: пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры;
3. Порыв нефтепровода (от куста скважин до площадки подключения);
4. Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;
5. Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;
6. Аварийное отключение электроэнергии;
7. Землетрясение на территории кустов скважин;
8. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;
9. Заложение взрывного устройства;
10. Захват в заложники персонала;
11. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
12. Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины.
13. Пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии: Запах углеводородов, посторонний шум; следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения; Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные; износ и не герметичность уплотнительных

соединений по кабельному вводу ФА; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- Ёмкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- Технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения допустимого рабочего давления;
- Предусмотрены дренажные ёмкости для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- Технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- Полная герметизация технологического процесса добычи и перекачки нефтепродуктов;
- Монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-123-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС на объекте являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009.

Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое электричество и т. п.

Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности:

- 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.

Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются 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;

- работникам, проживающим в районах крайнего севера и районах, приравненным к крайнему северу предоставляется возможность 73 санаторно – курортного лечения за счёт организации, оплатой проезда к месту отдыха. Санаторно – курортное лечение и оплата проезда предоставляется работнику и членам его семьи не чаще чем раз в 2 года;

- категориям работников, проживающим в районах, не приравненным к районам крайнего севера данные льготы предоставляются не чаще чем раз в 4 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях рыночной экономики, при достаточно низкой рыночной стоимости нефти и высокой ее себестоимости, перед нефтяными компаниями остро стоит задача путей снижения себестоимости различными способами и увеличение объемов добычи и, как следствие, увеличения прибыли.

В данной выпускной квалификационной работе предложено достижение этих целей, методом увеличения межремонтного периода и наработки на отказ глубиннонасосного оборудования, подбором оптимальных условий его эксплуатации на примере Столбового нефтяного месторождения Томской области. Проведен анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, исследованы причины преждевременных отказов УЭЦН, выявлены основные причины преждевременных отказов, предложены методы увеличения МРП и наработки на отказ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. *«Проект пробной эксплуатации Столбового месторождения»* (протокол ЦКР №1641 от 22.02.1994 г.).
2. Основанием для ввода в разработку объекта Б₁₈ был «План пробной эксплуатации скважины №91Р», утвержденный 21.12.1991г. Управлением Западно-Сибирского округа ГГТН РФ.
3. *«Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений* (протокол ЦКР №2437 от 06.10.1999 г.).
4. *«Технологическая схема разработки Столбового месторождения»* (протокол ЦКР №3358 от 07.04.2005г.).
5. *«Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Столбового нефтяного месторождения Томской области»* (протокол ЦКР №4308 от 22.05.2008г.).
6. *«Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения Томской области»* (протокол ЦКР по ТПП №653 от 30.11.2009г.).
7. *«Дополнение к технологической схеме разработки Столбового месторождения Томской области»* (протокол ТО ЦКР по ТПП №5094 от 10.03.2011г.).
8. Агапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167 с. 5.
9. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2002 – 90 с. 6.
10. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1990.-427 с.
11. Комаров В.С. «Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования». Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.

12. Технологические режимы работы скважин Крапивинского месторождения.

13. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, постановление Госгортехнадзора России от 05.06.03 N 56.

14. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов // П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с.

15. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. для вузов / Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Изд-во Моск. гос. гор.ун-та, 2000. – 430 с.

16. Статья 372 Трудового кодекса Российской Федерации

17. Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложнённых условиях: производственно-технический нефтяной журнал. [Электронный ресурс]. URL: <http://glavteh.ru/разрушение-вала-уэцн-причины/> (дата обращения: 12.05.2018).