

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении "N" (Томская область)

УДК 622.276.054.23-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Левин Игорь Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Левину Игорю Сергеевичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении "N" (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о месторождении, общие геологические сведения, текущее состояние разработки, основные вредные факторы для работы УЭЦН и методы борьбы с ними, подбор подземного и наземного оборудования для оптимальной работы скважины, определение наиболее эффективного режима работы УЭЦН, технико – экономический анализ выбранного режима, социальная ответственность при строительстве и эксплуатации фонда скважин.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Криницина Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Геологический раздел	
Технико-технологический раздел	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Левин Игорь Сергеевич		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	<i>Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)</i>
P2	<i>Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	<i>Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
P4	<i>Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	<i>Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	<i>внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1,</i>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	конкретных результатов	ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК- 25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК- 25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК- 30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страницы машинописного текста, 19 рисунков и 5 таблиц, список использованной литературы состоит из 17 наименований.

Ключевые слова: "N" НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СТРУКТУРНАЯ КАРТА, ВЫРАБОТКА ЗАПАСОВ, ПЛАСТ, КОЛЛЕКТОР, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, НАСОСНАЯ УСТАНОВКА, ОБВОДНЕННОСТЬ, ДЕБИТ.

Объектом исследования является нефтяное месторождение N (Томская область).

Целью данной работы является анализ эксплуатации механизированного фонда скважин УЭЦН на нефтяном месторождении N (Томская область).

В работе приведено описание особенности геологического строения месторождения. Представлена динамика основных показателей разработки, на основе промысловых данных проанализированы причины выхода в ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, основными из которых являются снижение сопротивления изоляции, снижение или отсутствие подачи, заклинивания УЭЦН и снижение производительности УЭЦН. Проведен анализ эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях, а также рассмотрены технологические режимы работы скважин и выявлены основные факторы, ухудшающие их работу в осложненных условиях.

Исходные данные в написании работы: Отчет о производственной деятельности на нефтяном месторождении N (Томская область).

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ННО – наработка на отказ

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

МРП – межремонтный период

КВЧ – количество взвешенных частиц

ПЭД – погружной электродвигатель

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЗУМПФ – залежь усадка механических примесей и флюидов;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1 Характеристика района работ	12
1.2. История освоения месторождения	13
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1. Геологическое строение месторождения и залежей.....	18
2.2. Стратиграфическая характеристика	20
2.4. Параметры продуктивных пластов и их неоднородности	25
2.5. Запасы нефти и растворенного газа	37
3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	41
3.1. Анализ структуры фонда скважин	41
3.2. Динамика и современное состояние разработки	43
3.3. Характеристика работы добывающих скважин.....	45
4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН.....	47
4.1 Общие сведения об УЭЦН.....	47
4.2. Подбор и оптимизация режимов работы глубинного насосного оборудования для добычи нефти	49
4.3. Анализ причин отказов УЭЦН за 2016 год.....	53
4.4. Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН.....	61
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
5.1 Расчёт дополнительной добычи	69
5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	70

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат	70
5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия	74
6. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
6.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	79
6.1.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.....	80
6.1.2 Пониженная температура окружающей среды.....	80
6.1.3. Повышенный уровень шума и вибрации	81
6.1.4. Недостаток освещенности.....	81
6.1.5. Поражение электрическим током	82
6.1.6. Пожаро и взрывоопасность.....	83
6.1.7. Давление в системах работающих механизмов	86
6.2 Экологическая безопасность	87
6.3 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	87
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	89
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	94

ВВЕДЕНИЕ

Широкое использование установок погружных электроцентробежных насосов в нашей стране обусловлена необходимостью подъема больших объемов жидкости, учитывая ее большую обводненность, и глубину залегания продуктивных пластов.

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) широко применяют для эксплуатации высокодебитных скважин, с высокими динамическими уровнями, так как этот способ обеспечивает высокие темпы разработки нефтяных месторождений.

Последние годы эксплуатация добывающих скважин значительно осложнена. В основном это связано с коррозией рабочих органов погружных насосов, абразивным износом оборудования из-за повышенного содержания механических примесей в скважинной продукции, отложениями солей и парафинов на рабочих органах УЭЦН, обводненностью пластовой жидкости.

Наработка на отказ является основным показателем совместной работы системы «скважина – ЭЦН» - это время эксплуатации скважины между двумя ремонтами, отнесённое к общему числу ремонтов за анализируемый промежуток времени.

Контроль и анализ наработки на отказ фонда скважин, программы мероприятий, направленных на повышение наработки – актуальный вопрос современного этапа разработки нефтяного месторождения N (Томская область).

Применение УЭЦН со специальными характеристиками, позволило достаточно эффективно эксплуатировать их в скважинах с различного рода осложнениями, при откачке агрессивно-коррозийной среды с большим выносом механических примесей из пласта, оседающих в зоне успокоения (ЗУМПФ), и большим содержанием солей (кальцит, барит).

В результате развития нефтедобывающей отрасли с точки зрения экономики стал более доступным процесс подбора и оптимизации системы «скважина УЭЦН», что позволило прирастить добычу и увеличить МРП по осложнённым скважинам. Рынок на сегодняшний день предоставляет

огромный выбор отечественных и импортных УЭЦН с различными напорными характеристиками и особенностями конструктивного исполнения.

Результатом интенсивно расширяющейся международной торговли стало увеличение объемов использования в России УЭЦН ведущих зарубежных фирм: REDA, Centrilift, ESP, Temtex, ODI.

При таком многообразии предложений особенно ощущается отсутствие в России систематизированной информации по сравнительным характеристикам электропогружного оборудования.

В нефтедобывающей отрасли России механизированным способом эксплуатируются свыше 100 тысяч скважин. Необходимость применения данного оборудования увеличивается в связи с износом эксплуатируемого фонда.

Качественный подбор компоновки УЭЦН к скважине влияет на срок службы оборудования и сохранность недр.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Характеристика района работ

Территория нефтяного месторождения N располагается в Каргасокском районе в Томской области. Однако лишь небольшая часть этого месторождения относится к юго-западной части Омской области. Нефтяное месторождение N приурочено к куполовидному поднятию одноименного типа (рисунок 1.1).

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр).

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. Пески, супеси, необходимые для отсыпки лежневых оснований внутрипромысловых дорог и кустов, добываются карьерным способом.

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (Покурская свита). Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды из отложений Новомихайловской свиты палеогена. После санитарной обработки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек.

Месторождение принадлежит двум недропользователям: ОАО «Томскнефть» и ОАО «Газпром нефть», при этом согласовано что по границе

двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний.

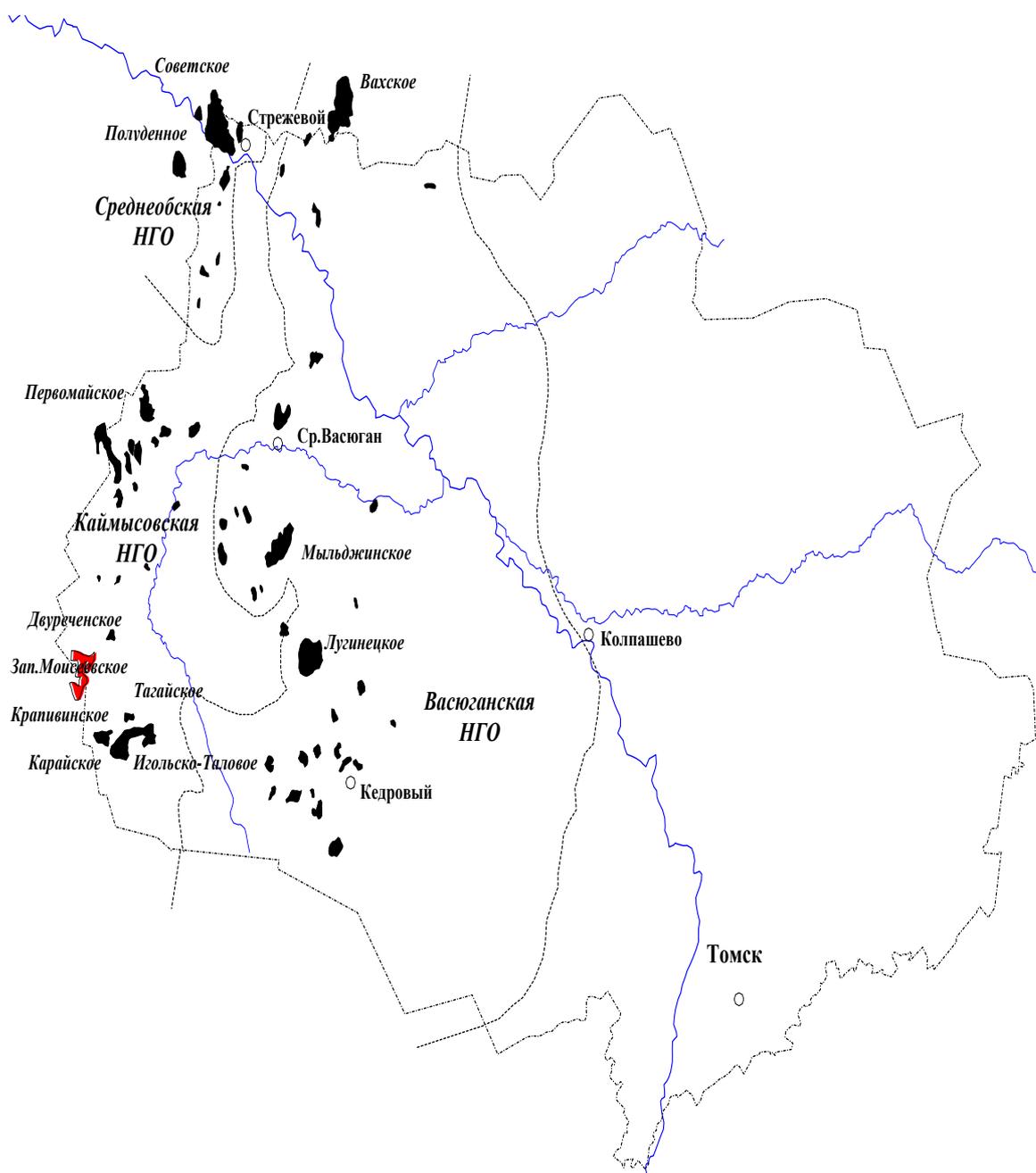


Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

1.2. История освоения месторождения

Нефтяное месторождение N (Томская область) локальное поднятие выявлено в 1966 году сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин № 195,196 и 198 (рисунок

1.2.), заложенных в наиболее приподнятой сводовой и присводовой частях локального поднятия, выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю1/2 и Ю1/3, поисково-разведочные работы на площади с 1970 года были приостановлены.

После проведения в 1980-1982 годах детализационных сейсмических исследований МОГТ 2Д, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю1/3.

Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 году ПГО «Томскнефтегазгеология». С 1984 г. на уточненной структурной основе было пробурено 33 разведочных скважин, из них по основному продуктивному пласту Ю1/3 притоки нефти получены в 15 скважинах, притоки нефти с водой - в 8 скважинах, притоки воды - в 6 скважинах. По пласту Ю1/2 получены, в основном, незначительные притоки нефти.

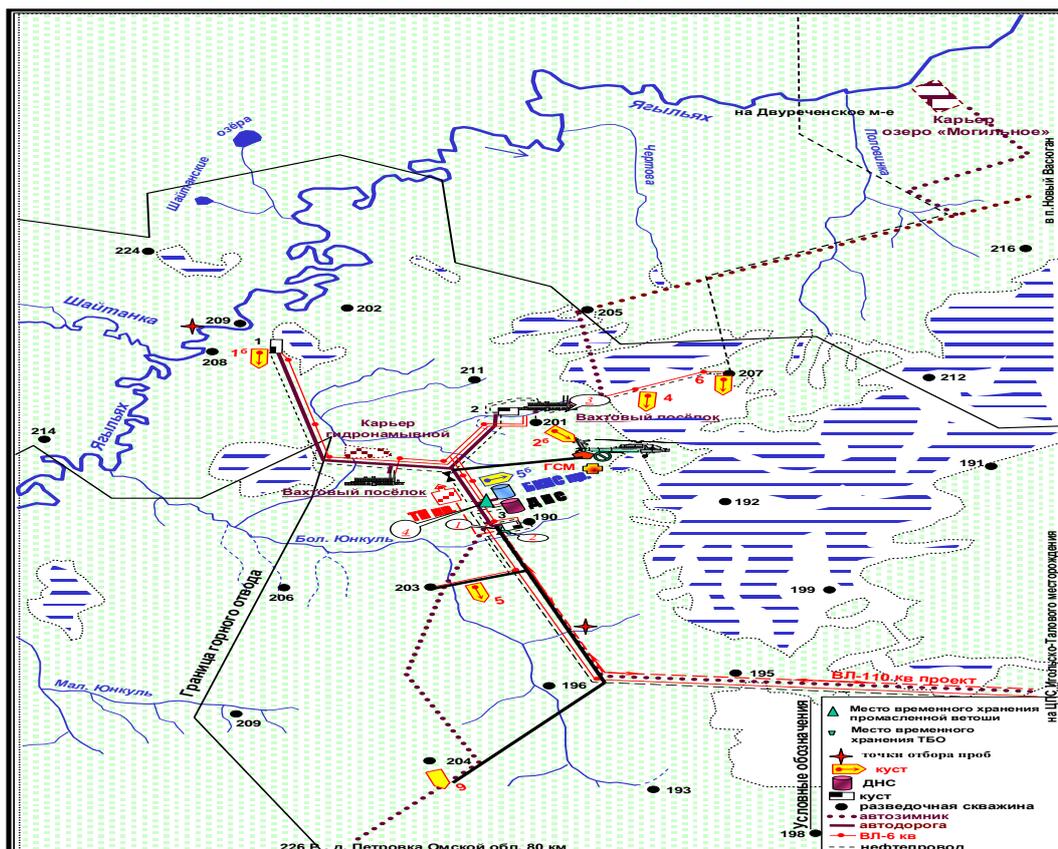


Рисунок 1.2. Обзорная схема нефтяного месторождения N (Томская область)

С 1991 года разведочные работы на месторождении велись согласно «Проекта доразведки нефтяного месторождения N» для уточнения его

геологической модели, повышения категоричности запасов и получения дополнительных геолого-промысловых данных для составления технологической схемы разработки. В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ прироста запасов осуществлялись практически ежегодно.

По проекту пробной эксплуатации предусмотрена треугольная сетка разбуривания (с расстоянием между скважинами 500 м) и площадная семиточечная система вытеснения. Пробную эксплуатацию предусмотрено было организовать на трех участках пласта Ю₁³ по площадной семиточечной системе вытеснения с расстоянием между скважинами 1000 м (районы скв. № 201р и 208р) и участка в районе скв. № 190 (рисунки 1.2. и 1.3.) с расстоянием между скважинами 500м [1].

Проект пробной эксплуатации стал основой для последующих работ по технико-экономическому обоснованию ввода в промышленную разработку нефтяного месторождения N (Томская область), выполненных в 1996 – 1998 годах.

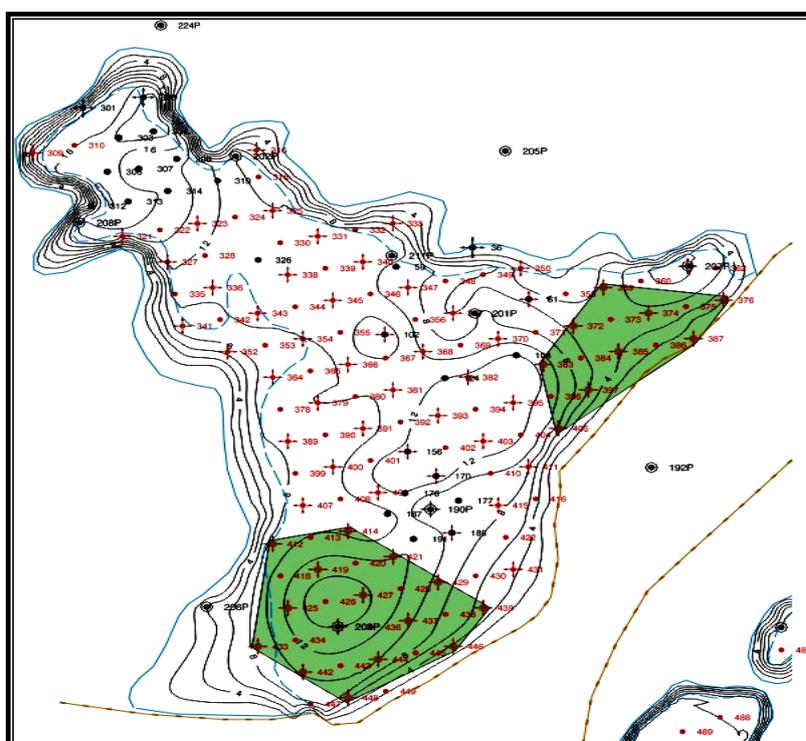


Рисунок 1.3. Проектная схема расположения скважин нефтяного месторождения N (Томская область)

Для повышения эффективности эксплуатационного бурения и разведки сопредельных площадей, в 1995 - 2000 годах, на площади 428 км² лицензионного участка, выполнены полевые 3D-сейсмические исследования и комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ПГИС. Результатом этих работ является построение трехмерной сейсмогеологической модели, описывающей гипсометрическую, тектоно-седиментационную и литофациальную неоднородность залежей нефтяного месторождения N (Томская область). Построенная модель легла в основу динамической модели месторождения.

По результатам 3D-сейсморазведочных работ, бурения и опробования 33 разведочных и 21 эксплуатационных скважин и пробной эксплуатации залежи в 1997 -2000 годах силами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» выполнен подсчет балансовых и извлекаемых запасов месторождения. На 01.01.2001 года на государственном балансе Российской Федерации числились следующие запасы нефти:

- балансовые по категории C1 – 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 т;
- балансовые по категории C2 – 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 т.

Растворенного газа:

- категории C1 -587 млн. м³;
- категории C2 – 232 млн. м³[4].

На 01.01.2010 года на государственном балансе Российской Федерации числятся уже следующие запасы нефти:

- балансовые по категории C1 – 101014 тыс. т, извлекаемые 36656 т;
- балансовые по категории C2 – 9091,2 тыс. т, извлекаемые 3299 т,

Растворенного газа:

- категории C1 -652 млн. м³;
- категории C2 – 132 млн. м³.

Таким образом, были рассмотрены основные характеристики местоположения изучаемого района работ, а также история возникновения

данного месторождения нефти и газа, были приведены краткие сведения о состоянии добычи нефти и газа в разные годы.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом строении района нефтяного месторождения N принимают участие отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо-кайнозойского платформенного чехла.

Отложение чехла залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом, вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин (рисунки 2.1 и 2.2.).

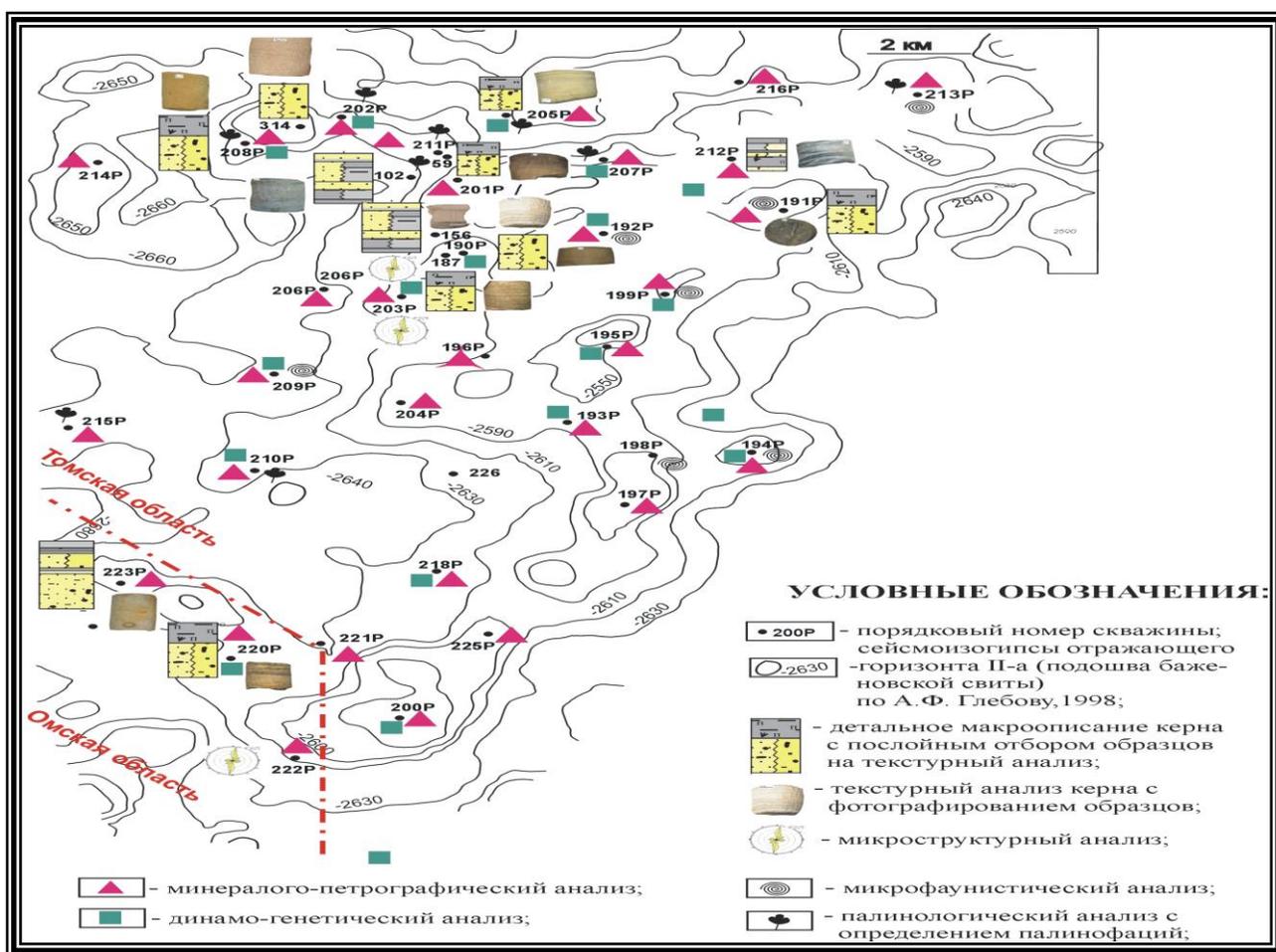


Рисунок 2.1. Схема литологической изученности

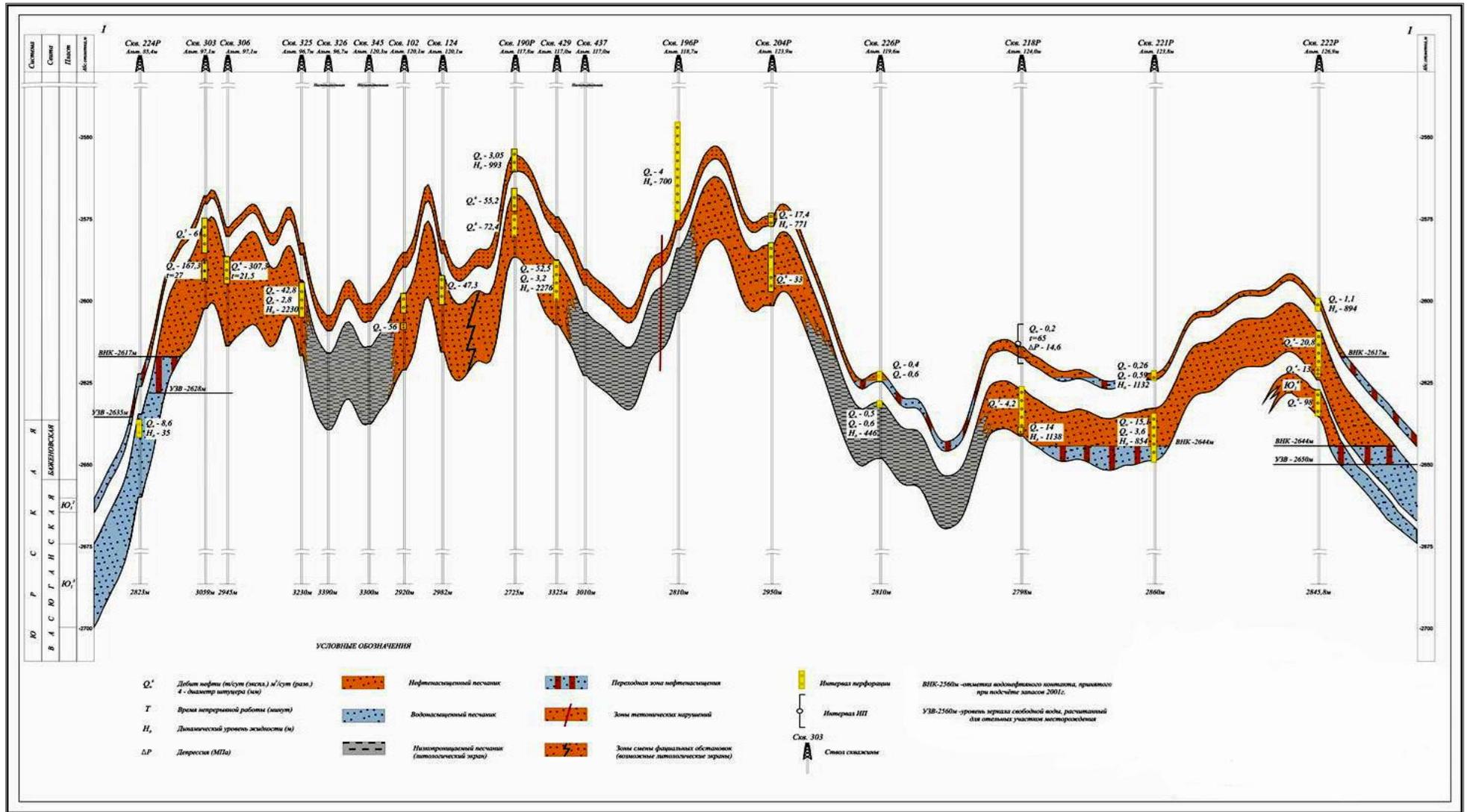


Рисунок 2.2. Геологический разрез пластов по данным геологоразведочного бурения

2.2. Стратиграфическая характеристика

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом [2].

Исследования были выполнены по представительной коллекции образцов керна (292 шт.) нефтенасыщенного коллектора пластов Ю1/2 и Ю1/3, вскрытых различными скважинами на нефтяном месторождении N. Наиболее полные материалы получены по скважинам 187 (82 образца – интервал 2751,8 – 2787,6 м) и 222Р (29 образцов – интервал 2736 -2751,3 м).

В скважине 187 пачка Ю1/3В представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевритового и глинистого материала. Характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита. Аллотигенные компоненты в основном представлены кварцем, полевыми шпатами в различной степени пелитизированными и серицитизированными (калишпатами и плагиоклазами).

Обломки пород присутствуют в меньшем количестве (силициты, кварциты, сланцы, аргиллиты, глины). Встречаются листочки биотита. Из аксессуарных минералов отмечается эпидот. Углистое вещество присутствует в виде пятен и точечных вкраплений. Порода послойно обогащена растительным детритом буро-красного цвета. Признаки деформации проявляются в виде изгиба пластинок слюды, завершающегося их расщеплением на концах.

Зачастую деформированные слюды выполняют промежутки между обломками пород. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидролюдистый.

Породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

Отложения пласта Ю1/3 проанализированы в интервале 2763,4 – 2781,2 м. В нижней части они представлены алевритами и мелкозернистыми песчаниками, в верхней – средне-крупнозернистыми песчаниками. В породах постоянно отмечается присутствие глинистого матрикса. Структура алевро-

псаммитовая и псаммитовая. Терригенный материал, слагающий алеврито-песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные. В породах наибольшим развитием пользуются пленочно-поровый глинисто-гидроslюдистый и поровый каолиновый цементы, локально проявляется регенерационный полевошпатовый и кварцевый. Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 19,4-22,2% и проницаемость 12,9-292,4 мД). Развитие пористости, по-видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием.

Проведённый комплекс петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керна позволяет сделать следующие выводы:

- для баровых песчаников характерна слоистая микро и макронеоднородность, которая наиболее значительно проявляется в проницаемой части разреза, приуроченной к кровле резервуара;

- песчаные резервуары обладают пространственной (трёхмерной) анизотропией фильтрационно-емкостных свойств;

- пласт Ю1/3 в скважине 187 представлен, в основном, средне-крупнозернистыми песчаниками, обломочно-осадочный материал которых формировался в условиях волноприбойной деятельности морского побережья (устьевого бара). По данным микроструктурного анализа отслеживается северо-восточное направление береговой линии, что согласуется с предлагаемой фациальной моделью строения барового осадочного комплекса в северной части N поднятия. Наличие элементов потоковых фаций северо-западного направления можно связывать с наличием разрывных течений, осложняющих морское побережье.

- в целом по разрезу скважины фациальные и динамические условия осадконакопления вышеуказанных пластов характеризуются изменчивостью во времени и пространстве.

Пласт Ю1/2. В строении пласта принимают участие алевропесчаники. Наличие в отложениях прослоев глинистого материала в ассоциации с обугленным растительным детритом, слюдой, сидеритом обуславливает прерывистую, волнисто-горизонтальную и волнисто-косую слоистость.

Структура алевропсаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из акцессорных минералов встречается эпидот. Зерна кварца, полевых шпатов имеют признаки пластической деформации в виде облачного погасания. Некоторые зерна полевых шпатов катаклазированы. Следует отметить, что для всех пород характерна пиритизация. Пирит образует скопления мелких глобулей и кристаллов 0,2-0,8 мм. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Отмечаются единичные зерна глауконита. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространствах в виде бурых пятен. Породы слабопроницаемые. Регенерационный кварц и альбит в разрезе скв.187 проявляется локально. Нарастание происходит в виде регенерационной каймы на окатанные зерна и, как следствие, сокращается свободное поровое пространство. Это приводит к уменьшению объема сообщающихся пор и ухудшению коллекторских свойств пород. Каолинит отмечается практически на всех изученных интервалах пласта Ю1.

Часто наблюдается высокая степень раскристаллизации каолинита и образование агрегатоподобных его сростков. Свободное поровое пространство может сохраняться между каолиновыми сростками, что способствует увеличению ФЕС. Кальцит однозначно влияет на ФЕС коллекторов. Появление его в составе песчаников всегда ведет к ухудшению коллектора.

Литолого-петрофизическая анизотропия коллектора Ю1/3 изучалась на основе микроструктурного анализа кварца. Микроструктурный анализ кварца в обломочных средне- и мелкозернистых кварцосодержащих породах проводится исходя из предположения о том, что этот минерал не испытывает заметных

тектонических воздействий и обнаруживает специфическую ориентировку - ориентировку отложений. Подобная ориентировка во многом определяется пространственным распределением кварцевых зерен по форме. Как правило, удлиненная форма зерен обуславливает предпочтительную картину ориентировки. С условиями осадконакопления связано пространственное изменение различных видов физических свойств пород – магнитных, упругих, фильтрационных. Несмотря на различие природы физических параметров, преобладающим является ориентирующий процесс, зависящий от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, скорости и направления транспортирующей среды.

Доюрские отложения вскрыты скважинами № 195Р и 200Р. Представлены они зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина изменяется от 80 до 107 м.

Континентальные отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований. Породы представлены неравномерно переслаивающимися темно-серыми и буровато-серыми, иногда полосчатыми аргиллитами, разнотернистыми полимиктовыми песчаниками различной крепости, крепкими алевролитами и каменными углями, распространены повсеместно. В полном объеме они вскрыты скважинами 195Р и 200Р. Мощность свиты 92 - 216 м.

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами в описываемом районе и залегает на глубинах 2600 – 2750 м. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий: верхнеюрско-валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними. Свита подразделяется на две подсвиты - нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном мелководноморскими глинистыми породами - аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими тонкими прослоями светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо прослеживается по простиранию, мощность ее 26 – 29 м.

Верхневасюганская подсвита более песчаная и является регионально нефтегазоносным горизонтом Ю1 - основным продуктивным объектом практически на всех месторождениях Томской области. На нефтяном месторождении N в объеме горизонта выделяется три пачки: надугольная - преимущественно песчаная, прибрежно-морская, трансгрессивная (пласт Ю12), межугольная – преимущественно глинистая, прибрежно-континентальная, трансгрессивно-регрессивная (пласт Ю1м) и подугольная - песчаная, прибрежно-морская, регрессивная (пласт Ю13). Пласты Ю13 и Ю12 нефтеносные. Мощность верхневасюганской подсвиты, составляет 27 - 41 м. Общая мощность васюганской свиты составляет 53 – 70 м.

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно - морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Баженовская свита является региональным репером. Мощность свиты 18 - 28 м.

2.3. Структурно-тектоническая характеристика нефтяного месторождения N (Томская область)

В тектоническом отношении нефтяное месторождение N приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия, осложняющего южную часть

Каймысовского свода [3].

По отражающему горизонту Па в пределах Моисеевского купола N структура представляет собой группу сложно-построенных локальных поднятий, отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами, амплитудой 15-20 м. По морфологическому признаку поднятия образуют две крупные структуры III порядка – N и Западно-N. Обе структуры имеют близкую морфогенетическую характеристику с понижением общей гипсометрии с востока на запад и северо-востока на юго-запад от - 2520 м до - 2640 м и формируют в плане обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры нефтяного месторождения N.

Оконтуривающие сейсмоизогины для разных групп локальных поднятий различные: от -2540м до -2580м. Большинство локальных поднятий имеют «вершинно–радиальную» форму, имеющую ряд узких структурных мысов, ложбин, осложненных более мелкими локальными поднятиями (4-го порядка). Простираемость локальных поднятий самая различная: веерообразная, субмеридианальная, субширотная и др.

Результаты эксплуатационного бурения подтвердили морфологию структурной поверхности по кровле продуктивных пластов Ю12 и Ю13, построенной ранее.

2.4. Параметры продуктивных пластов и их неоднородности

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости); неоднородности (расчлененности и песчаности) и нефтенасыщенности, таблица 2.1 [2].

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю1 - пластами Ю1/2 надугольной толщи и Ю1/3 подугольной толщи, разделяющимися по всей

площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю1МУ толщиной 4-10 м.

Пласт Ю1/2 развит практически повсеместно по площади, вскрыт 151-й скважиной. В скважинах 194Р, 200Р, 300, 311, 309, 319, 330, 362 и 407 песчаник замещен глинистыми разностями.

Пласт Ю1/2 по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития.

Керн отобран и проанализирован практически во всех разведочных скважинах, из эксплуатационных - в скв. 59, 102, 156, 187, 188, 314, 321, 387S.

В пласте вскрыта одна залежь, которая распространена практически на всей территории поднятия, за исключением юго-восточного склона. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная на юго-восточном склоне поднятия, с размерами 27 x 14 км и высотой 103 м. Эффективная толщина пласта небольшая – от 0,6 до 6,6 м, в среднем составляя 2,5 м. В целом, отмечается уменьшение толщины с запада на восток. Максимальные толщины – 4 – 6 м отмечаются на северо-западе залежи, в районе скважин 102 – 414.

Опробование пласта проведено в большинстве разведочных скважин, в широком диапазоне абсолютных отметок нижних перфорационных отверстий (а.о.-2529,0 – 2639,0 м). В большинстве опробованных скважин (№ 190р, 191р, 192р, 193р, 197р, 199р, 201р, 203р, 210р, 211р, 222р, 226р) притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м, лишь в отдельных скважинах (№ 196, 204, 207, 212) притоки оказались выше (от 4 до 17,4 м³ /сут) при динамических уровнях 635 – 806 м.

Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м³/сут*МПа (скв.192Р) до 2,51 м³ /сут*МПа (скв.203Р), составляя в среднем по 18 скважинам 0,5 м³ /сут*МПа. В скважине 470S отмечена максимальная продуктивность – 4.9 т/сут *МПа. Газовый фактор 24 – 36 м³/м³. Пластовое давление – от 26,4 МПа (скв. 201Р) до 27,6 МПа (скв.207Р).

Скважинами № 205Р, 206Р, 209Р и 215Р вскрыта полностью водонасыщенная часть пласта Ю12 на абсолютных отметках верхних отверстий

перфорации - 2619, -2633 м. В скважине 206Р пласт оказался водоносным (на динамическом уровне 940 м получено 5,1 м³ /сут пластовой воды без признаков нефти).

Водонефтяной контакт в залежи имеет наклонный характер. На большей части площади он имеет отметку -2617 м и принят по скважине 218Р, где при испытании интервала 2731 – 2743 м (а. о. – 2607 – 2619 м) в процессе бурения при депрессии 14,6 МПа за 65 минут получено 0,2 м³ нефти. По данным ГИС подошва нефтенасыщенной части пласта пласта Ю12 отбивается на а. о. – 2617 м (в колонне не опробована).

Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчанистости 0,868, средняя расчлененность 2,1.

Пласт Ю1/3 является основным объектом разработки. Особенности геологического строения залежей нефти данного пласта являются:

- локальное распространение залежей в пределах латерально развитого (покровного) коллектора;
- значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади;
- в большинстве скважин установлено закономерное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве.

Реализуемая в настоящее время технологическая схема разработки месторождения основана на литологической модели пласта Ю13, согласно которой наблюдаемая «мозаика» распределения залежей нефти обусловлена наличием в теле коллектора серии низкопроницаемых зон, выполняющих роль фронтальных экранов

Бурением скважины 345 (с водоносной характеристикой) установлено, что ранее считавшаяся единой северная залежь разделена зоной малопроницаемых пород на две обособленных, названных в данной работе «северо-западной» и «северной». Это подтверждается и низкой фильтрационно-емкостной характеристикой пласта в скважинах 322 и 326. Бурение этих скважин позволило уточнить конфигурацию выявленного экрана.

Приток воды в скважине 156, пробуренной в центре поля нефтеносности промышленных запасов, также свидетельствует о более сложном распределении углеводородов в пределах выявленных залежей. По результатам детальной корреляции пласт был разделен на 3 литологических пачки (далее по тексту – литопачки или пачки): Ю13А, Ю13Б и Ю13В (А, Б и В). Разделение, как правило, проводилось не по глинистым или карбонатным прослоям, а по резкому изменению коллекторских свойств, которые ухудшаются от пачки А до пачки В. Пачки А и Б представляют собой единое геологическое тело с общим водонефтяным контактом и в большинстве скважин плотный прослой между ними отсутствует.

Таблица 2.1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов нефтяного месторождения N (Томская область).

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ^{3А}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3Б}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3В}
		по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,4	6	7,56	5,48
Эффективная	Средняя, м	2,5	5,7	6,4	4,72
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,5	5,7	6,86	4,39
Коэффициент песчаности, доли ед.		0,868	0,949	0,886	0,89
Коэффициент расчлененности,		2,1	1,29	1,24	1,3

Продолжение таблицы 2.1

доли ед.		2,1	1,29	1,24	1,3
Проницаемость, мкм ² х10 ⁻³		5,8	119,4	15,22	10,12
Пористость, доли ед.		0,15	0,173	0,153	0,151
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,54	0,669	0,603	0,535

Общая характеристика пласта Ю1/3 может быть приведены при помощи следующих сведений:

- - гранулометрическая структура может быть определена как песчаники регрессивного типа, в которых можно проследить закономерный рост зернистости обломочного материала со стороны подошвы резервуара к кровле;
- - пласту принадлежит тип покровного развития, а также можно проследить его наличие на большой территории юго-восточной области Западно-Сибирской плиты;
- - литологическое строение, а также фильтрационно-емкостные неоднородности пласта, которые были исследованы при помощи разведочных и эксплуатационных скважин, разрешают определить в границах N поднятия четыре литотипа разреза (рисунок 2.3.) [4].

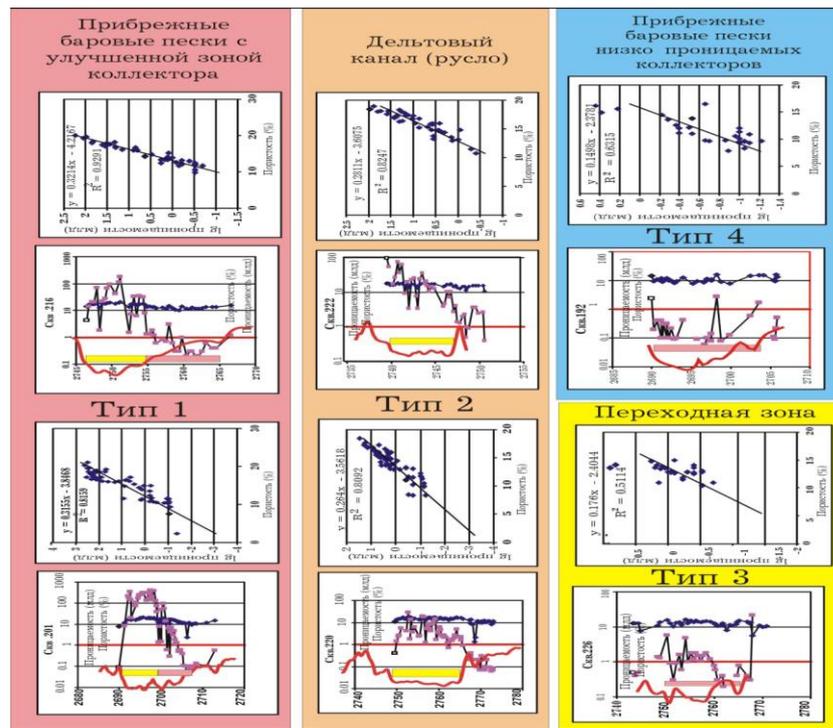


Рисунок 2.3. Типы (литотипы) разрезов фильтрационно-емкостной

Для первого литотипа разреза характерна следующая последовательность фильтрационной неоднородности коллектора по разрезу:

- высокопроницаемая (100-2500 мД) песчаная пачка выделяется в кровле пласта;
- среднепроницаемая (1-100 мД) песчаная пачка характерна для средней части пласта;
- низкопроницаемая (<1 мД) песчаная пачка отмечается в нижних частях пласта.

Форма кривой ПС каротажа для данного типа разреза имеет воронкообразный вид.

Первый литотип в кровельной части соответствует пачке А (таблица 2.2).

В зависимости от значений коллекторских свойств и кровельной части пласта для первого литотипа разреза можно выделить три подтипа:

- подтип 1а — величина проницаемости кровельной части пласта составляет сотни и первые тысячи мД, дебиты нефти в разведочной скважине 208 на 8 мм штуцере достигали 230 м³/сут;

- подтип 1б — величина проницаемости кровельной части пласта изменяются от десятков до сотен мД, дебиты нефти в разведочных скважинах на 8 мм штуцере изменяются в пределах от 56 м³/сут (скв. 203Р) до 95 м³/сут (скв. 201Р);

- подтип 1в — проницаемость кровельной части пласта снижена до первых десятков мД, дебиты нефти в разведочных скважинах изменяются в пределах от 4,6 м³/сут (скв. 191Р, штуцер 2,4мм) до 7,6 м³/сут (скв. 204Р, штуцер 3,2 мм).

Исходя из литологических особенностей строения, в песчаниках первого литотипа разреза определяют 4 литофации (таблица 2.2.).

Подошвенная часть разреза пласта каждого из подтипов разреза характеризуется такими аспектами как литофация мелкозернистых горизонтально и косослоистых песчаников, и алевролитов. Значения проницаемости в данном случае не может превышать 1 мД. Для песчано-алевритовых отложений свойственно наличие крупных растительных остатков, наблюдается присутствие глинистой гальки. Песчаники характеризуются параллельной, слабонаклонной и мелковолнистой слоистостью, рябью течений, деформационными текстурами, текстурами биотрубации и послойной пиритизацией осадка. Наибольший размер зерен песчаников (С) — 0,17 — 0,13, медианный размер (Md) — 0,06 — 0,08. Коэффициент сортировки составляет (So) — 1,6 — 1,3. Цемент характеризуется как глинистый.

Литофация средне-мелкозернистого, среднесцементированного, массивного, градационно и горизонтальнослоистого песчаника с послойным нефтенасыщением выделяется в средней части пласта всех выделяемых подтипов разреза. Отложения литофации можно охарактеризовать частым чередованием прослоев, пониженной (от 0,1 до 1 мД) и повышенной (первые десятки мД) проницаемости. Неоднородность фильтрационной характеристики коллектора отражается в его послойном нефтенасыщении. Цемент чаще вторичный, поровый, гидрослюдисто-каолинитовый. Максимальный размер зерен песчаников (С) - 0,3 - 0,14, медианный размер (Md) — 0,16 — 0,09.

Коэффициент сортировки (S_o) — 1,3 — 1,2. Из аутигенных минералов преобладает каолинит, отмечаются гидрослюда, пирит, цемент глинистый.

Литофация средне-мелкозернистых, слабо - и среднесцементированных массивных песчаников отличается в кровельной части разреза подтипа 1б. Толщина пачки составляет 1-8 метров. Проницаемость песчаников подвержена изменению от десятков до первых сотен мД. Максимальный размер зерен песчаников (C) — 0,4—0, 5, медианный размер (Md) — 0,19 — 0,11, Коэффициент сортировки (S_o) — 1,3. Цемент глинистый.

Литофация крупно-среднезернистого, массивного, слабосцементированного песчаника выделяется в кровельной части разреза подтипа 1а. Её толщина может изменяться в пределах от 1 до 10 м. Значения проницаемости достигают от 170 до 2500 мД при значениях открытой пористости 17-22%. Песчаники имеют хорошую сортировку и преимущественно кварцевый состав (до 55-60%) обломочного материала. Отмечается интенсивная регенерация кварца и каолинизация песчаника на стадии катагенеза. Максимальный размер зерен песчаников (C) — 0,6 — 0,4, медианный размер (Md) — 0, 2 — 0,17, Коэффициент сортировки (S_o) — 1,39. Из аутигенных минералов преобладает каолинит, отмечаются гидрослюда. Цемент глинистый.

Данная литофация представляет собой пачку А. Все остальные литофации характеризуют собой пачки Б и В.

Второй литотип разреза можно охарактеризовать при помощи значительного деления резервуара по коллекторским свойствам. Также можно отметить, что в данном случае проходит однородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик в разрезе (рисунок 2.3.). Значения проницаемости здесь изменяются в пределах 10-100 мД, дебиты нефти в разведочных скважинах изменяются в пределах от 26 м³/сут (скв. 220Р, Ндин. — 847м) до 50 м³/сут (скв. 223Р, штуцер 8мм). Форма кривой ПС-каротажа имеет блоковый вид. Разрезы выделяемого литотипа слагает литофация массивных, неясно - либо горизонтальнослоистых, мелкозернистых

слабоглинистых песчаников и алевролитов. Максимальный размер зерен песчаников (С) — 0,38 — 0,2, медианный размер (Md) — 0,15 — 0,1. Коэффициент сортировки (So) — 1,4 — 1,3. Цемент характеризуется как глинистый.

Третий литотип разреза определяется значением проницаемости пласта, который изменяется в пределах от 1-2 до 10 мД (рисунок 2.3.). Участки повышенной проницаемости могут быть охарактеризованы как кровельными (скв. 225Р, 197Р), так и нижними (скв. 218Р) частям пласта, ораженных в сложно построенной форме кривой ПС каротажа. Дебиты нефти в разведочных скважинах на 3 мм штуцере составляют 3,2-3,6 м³/сут.

Осадками третьего литотипа в нижней части разреза являются литофации средне- и мелкозернистых, а также среднесцементированных, градационно- и горизонтальнослоистых песчаников, а в верхней — массивными, горизонтально-слоистыми, мелкозернистыми, слабоглинистыми песчаниками и алевролитами. Максимальный размер зерен песчаников (С) — 0,3 — 0,16, медианный размер (Md) — 0,11 — 0,06. Коэффициент сортировки (So) — 1,4—1,2. Цемент характеризуется как глинистый.

Для четвертого литотипа разреза (рисунок 2.3.) значения проницаемости по пласту в целом не превышают 1-2 мД и лишь в редких случаях отмечаются единичные прослои со значением проницаемости первые десятки и даже сотни мД. При испытании скважин на значительных депрессиях получены непромышленные притоки нефти, нефти и пластовой воды, либо пластовые воды. Так, в скважине 226Р на динамическом уровне 441 м дебиты нефти составил 0,5 м³/сут, в скв. 198Р на Ндин —700 м дебит воды и нефти соответственно составили 0,9 и 0,3 м³/сут а в скв. 221Р при Ндин —816 м получен приток воды дебитом 2,8 м³/сут. Форма кривой ПС каротажа резервуара характеризуется воронкообразным видом.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства резервуара четвертого типа и результаты его испытания в колонне позволяют выделить его в ранг

промышленно непродуктивных зон, либо литологических барьеров, способных расчленять нефтяное поле на ряд самостоятельных залежей.

Отложения четвертого литотипа разреза относятся к литофации мелкозернистых, горизонтально и косослоистых песчаников, и алевролитов. Максимальный размер зерен в данном случае песчаников определяется как (С) — 0,3 — 0,16, медианный размер (Md) — 0,11 — 0,09. Коэффициент сортировки (So) — 1,3 — 1,2. Цемент глинистый.

Исследуя территориальную приуроченность выбранных фильтрационных литотипов разреза, удалось определить, что первый литотип относится к северной и северо-западной части N поднятия, второй - к южным и юго-западным районам, третий относится к центральному и восточному району, а четвертый представляет собой узкую полосу в северном районе (рисунок 2.4.).

Для всех выделяемых типов свойственна значительная дифференциация проницаемости по разрезу. Так, в коллекторах первого типа для близлежащих интервалов отбора керн значения проницаемости могут отличаться в десятки, и даже сотни раз (20 и 1000 мД, пример скв. 208Р, подтип 1а). Аналогичные тенденции наблюдаются и по другим типам.

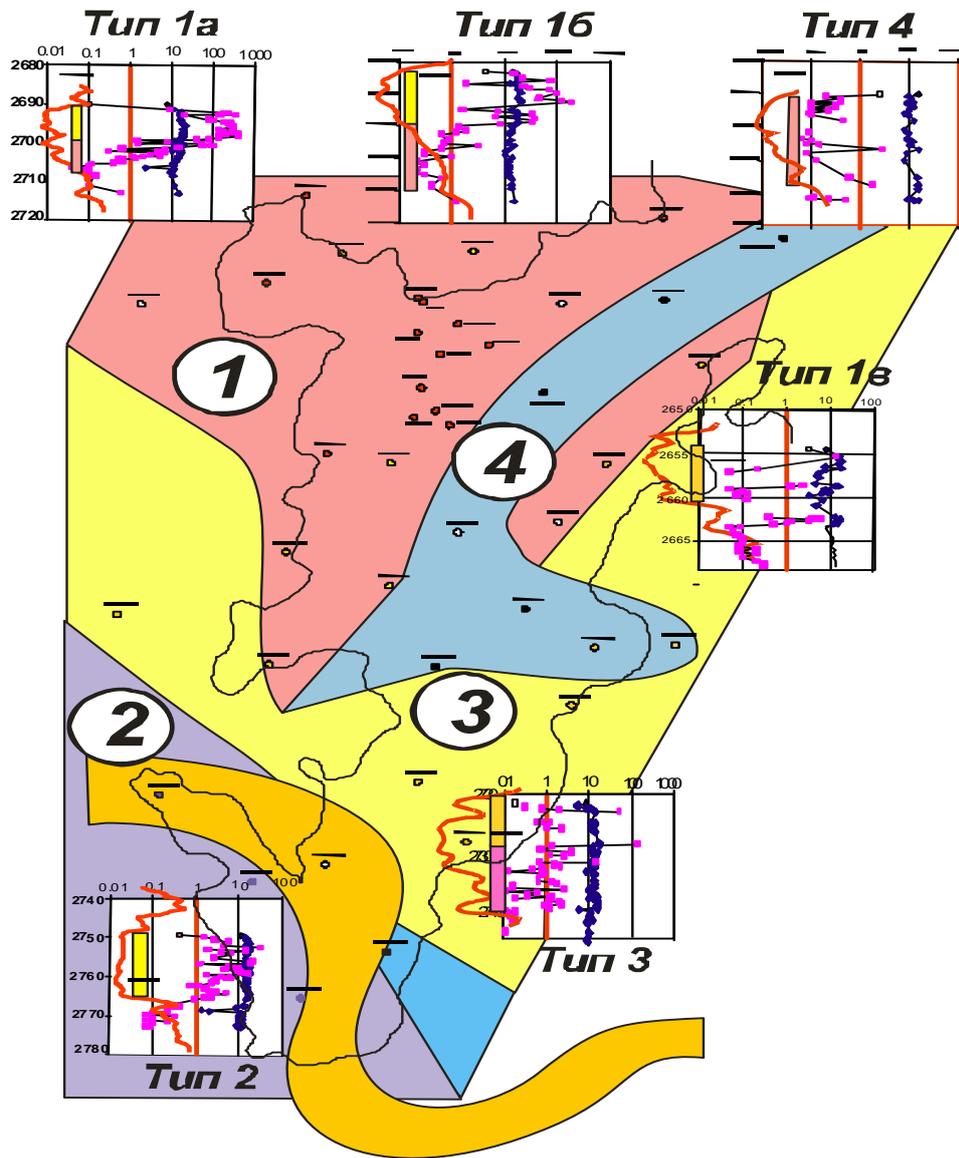


Рисунок 2.4. Районирование территории нефтяного месторождения N по типам ФЕС.

Таблица 2.2. Характеристика литотипов и литофаций пласта Ю1-3

Литотипы	1 литотип			2 литотип	3 литотип	4 литотип
	прибрежные баровые пески с улучшенными коллект. свойствами			дельтовый канал	переходная зона	прибрежные баровые пески с ухудшенными коллект. св-ми
подтипы	1а Кпр до 2500 мд	1б Кпр до сотен мд	1в Кпр до первых десятков мд	нет деления на подтипы		
литофации	кровля	пачка Ю1-3А		пачки Ю1-3Б и Ю1-3В		
		крупно- и среднезерн. массивные слабосцем. хорошоот-сортирован. песчаники	средне- и мелкозерн. массивные слабо- и среднесцем.- хорошоот-сортирован. песчаники	мелкозерн. средне-крепкосцем. песчаники	литофация массивных, неясно- либо горизонтальнослоистых мелкозернистых слабглинистых песчаников Кпр 10-100 мд	литофация средне-мелкозернистых, среднесцементированных, массивных (вверху), слоистых(внизу), слабглинистых песчаников Кпр до 10 мд (кроме скв.197Р, 218Р и 225Р)
	пачки Ю1-3Б и Ю1-3В		средне-мелкозернистые, среднесцементированные, массивные, градационно- и горизонтальнослоистые песчаники. Неоднородность фильтрационной характеристики (чередование низкой - единицы мд - и и повышенной - первые десятки мд-Проницаемости)			
подошва	мелкозернистые, горизонтально- и косослоистые песчаники и алевролиты Проницаемость не превышает 1 мд.					

2.5. Запасы нефти и растворенного газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» нефтяного месторождение N относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных. Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 г ПГО «Томскнефтегазгеология». В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ приросты запасов осуществлялись практически ежегодно [2].

В 2001 г. по результатам пробной эксплуатации месторождения запасы были представлены на рассмотрение в ГКЗ, утверждены (протокол заседания комиссии № 642 от 13.05.01) (рисунок 2.5.) На утвержденных запасах была составлена Технологическая схема разработки месторождения. За период, прошедший после утверждения Технологической схемы, на месторождении было пробурено еще 104 скважины.

С учетом новых скважин и новой сейсмоосновы, были построены геологические модели залежей и подсчитаны запасы (рисунок 2.6.) Величины начальных геологических запасов по пластам приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Состояние запасов нефти и растворенного газа на 01.01.2009 г.

Пласт	Начальные запасы нефти, тыс.т											Запасы растворенного газа млн.м3					
	Утвержденные ГКЗ Протокол №642 2001 г					Числящиеся на Государственном балансе						Числящиеся на Государственном балансе					
	Геологические		извлекаемые		КИН	Геологические			извлекаемые		КИН	Геологические			извлекаемые		КИН
	B+C1	C2	B+C1	C2		B+C1	C2	B+C1+C2	B+C1	C2		B+C1	C2	B+C1+C2	B+C1	C2	
Ю12	15046	8673	3310	1908,1	0,22	15046	9558	24604	3310	2103	0,22	403	257	660	89	56	0,22
Ю13А	12292	-	4548	-	0,37	12292	0	12292	4548	-	0,37	329		329	122		0,37
Ю13Б	29130	21094	10778	7804,8	0,37	34803	16361	51164	12877	6054	0,37	932	438	1370	345	162	0,37
Ю13В	2471	2205	914	816	0,37	3115	1487	4602	1153	550	0,37	84	39	123	31	14	0,37
итого																	
Ю13	43893	23299	16240	8621	0,37	50210	17848	68058	18578	6604	0,37	1345	477	1822	498	176	0,37
итого																	
Ю12+Ю13	58939	31972	19550	10529		65256	27406	92662	21888	8707		1748	734	2482	587	232	
Всего Ю12+Ю13	90911		30079			92662			30595			2482			819		

Как показывает таблица, в целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти по категориям В+С1 увеличились на 24,2%, категории С2 уменьшились на 21,2%, что говорит о том, что, в основном прирост запасов осуществлялся за счет перевода запасов в промышленную категорию (рисунок 2.5. и 2.6.).

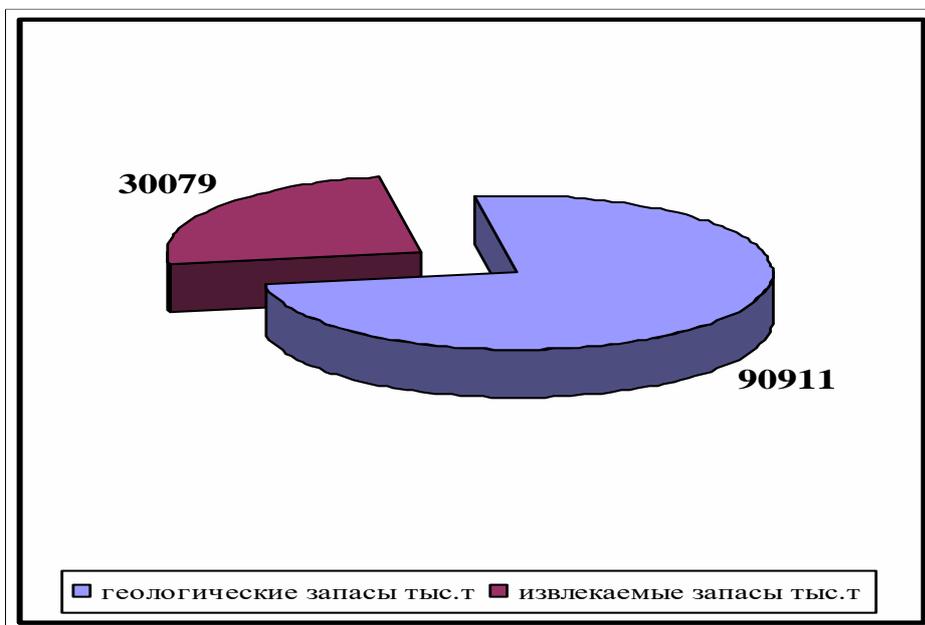


Рисунок 2.5. Запасы нефти по нефтяному месторождению N по подсчетам на 05.2001

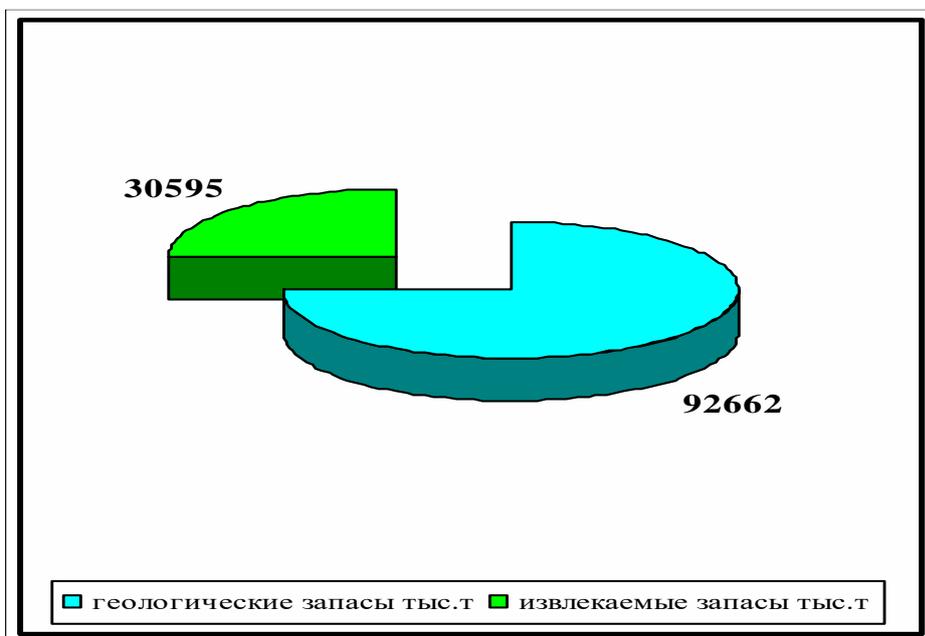


Рисунок 2.6. Запасы нефти по нефтяному месторождению N по подсчетам на 01.2009.

Таким образом, удалось рассмотреть стратиграфическую характеристику изучаемого месторождения, а также привести структурно-тектонические характеристики, параметры продуктивных пластов и их неоднородности. В ходе написания данной главы выпускной квалификационной работы также были приведены данные о запасах нефти и растворимого газа на территории нефтяного месторождения N (Томская область).

3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ структуры фонда скважин

В 2001 году ЦКР Минэнерго утверждена технологическая схема разработки месторождения N (Томская область), составленная институтом «ТомскНИПИнефть» (протокол №2740 от 20.09.2001г., г. Москва) окончание разбуривания месторождения – 2012 год [1].

На 1.01.2017 год общий фонд скважин нефтяного месторождения N Томской области составляет 665 ед., из них 408 ед. составляет фонд добывающих скважин, 257 ед.- фонд нагнетательных скважин и 24 ед. фонд водозаборных скважин (таблица 3.1. и рисунок 3.1.).

Таблица 3.1. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017 год

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	23
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	408
	В том числе:	
	Действующие	365
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	365
	ШГН	-
	Бездействующие	70
	В освоении после бурения	22
	В консервации	-
	Пьезометрические	2
	Переведены под закачку	20
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-
	Пробурено	408
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	20
	Всего	257
	В том числе:	
	Под закачкой	230
	Бездействующие	27
	В освоении после бурения	6
	В консервации	-
	Пьезометрические	2
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-

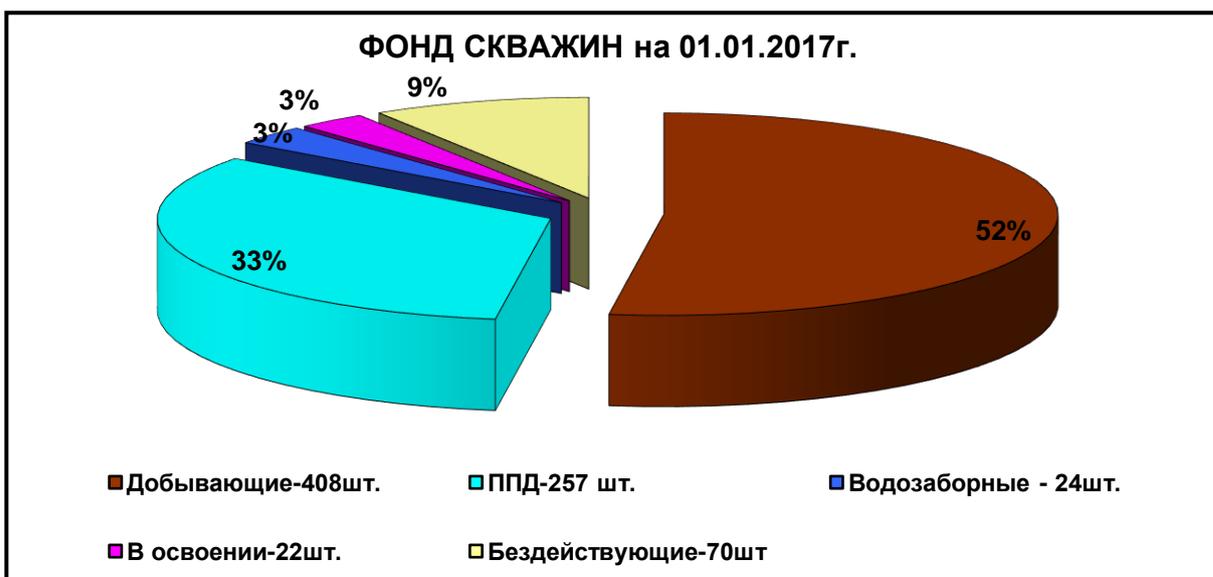


Рисунок 3.1. Фонд скважин нефтяного месторождения N на 01.01.2017 год

Основной эксплуатационный и ППД фонд нефтяного месторождения N представлен наклонно-направленными скважинами. Скважины оборудованы эксплуатационными колоннами диаметром – 146мм. Интервалы перфораций колеблются от 2698 до 3529 м. Пластовое давление варьируется от 104 до 272 атмосфер. Динамический уровень жидкости от 1173м до 3058 м [3].

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2017 год эксплуатационный фонд с УЭЦН составляет 408 скважин, действующий нефтяной 365 скважин. Фонд ППД 257 скважины, действующий нагнетательный 230 скважин. Водозаборный фонд 24 скважины. Бездействующий фонд - 70 скважин. Скважинами, оборудованными, погружными центробежными насосами добывается 100% от добычи нефти и газа механизированным способом.

В настоящее время принимаются меры к интенсификации добычи нефти из скважин нефтяного месторождения N. За период с 01.03.2006 года по 01.01.2017 год средняя глубина спуска установок увеличилась до 3500 м, динамические уровни снижены в среднем до 200м до приема насосов. Это обеспечило увеличение среднего дебита нефти на скважину.

3.2. Динамика и современное состояние разработки

В целом нефтяное месторождение N развивается очень быстро и эффективно. В 2018 году строительство скважин велось одновременно на 3 буровых станках. На ремонте и освоении из бурения скважин одновременно задействовано 3 бригады КРС и 7 бригад ПРС. Скважины, осваиваемые из бурения, сразу переводятся в разряд добывающих и эксплуатируются механизированным способом посредством УЭЦН. Соответственно на данном этапе система разработки характеризуется решением следующих задач, перечисленных ниже:

1. Интенсивное ведение строительства новых скважин за 2018 год ВНС 22 скважины с общим приростом 768 т/сут.

2. Поддержание пластового давления сеноманской водой на необходимом уровне, для ведения отбора скважинной жидкости без увеличения обводненности.

3. Улучшение проницаемости призабойной зоны пласта скважин посредством проведения ГРП, произведено на 4 скважинах с общим приростом 41,3 т/сут.

В зависимости от текущих параметров работы погружного оборудования УЭЦН осуществляются программы оптимизации и интенсификации добычи нефти и газа. При наличии частотно регулируемого оборудования поставленные задачи решаются изменением частоты питающего напряжения в большую или меньшую сторону во время эксплуатации УЭЦН. Распределение парка станций управления с ЧРП представлено на рисунке 3.2.

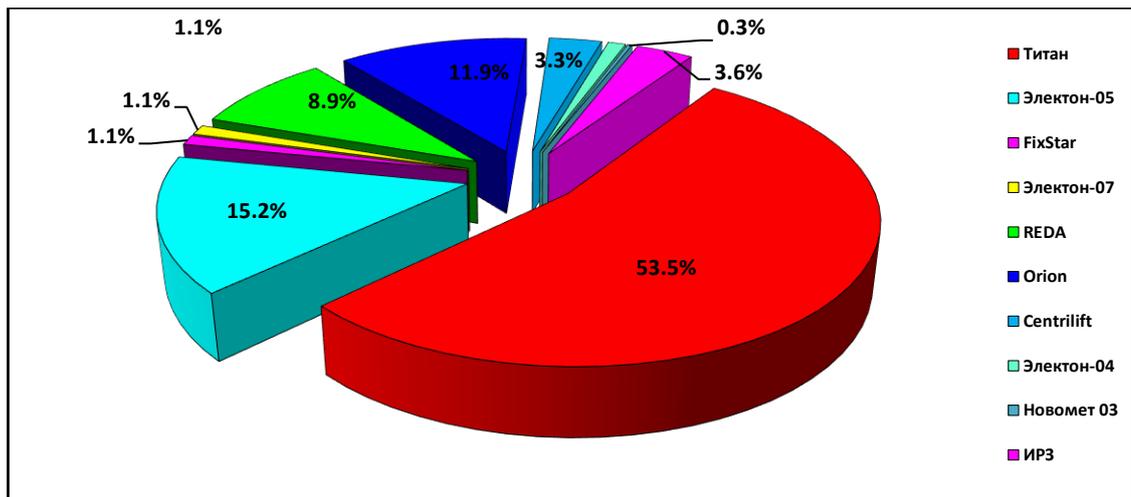


Рисунок 3.2. Распределение станций управления с ЧРП

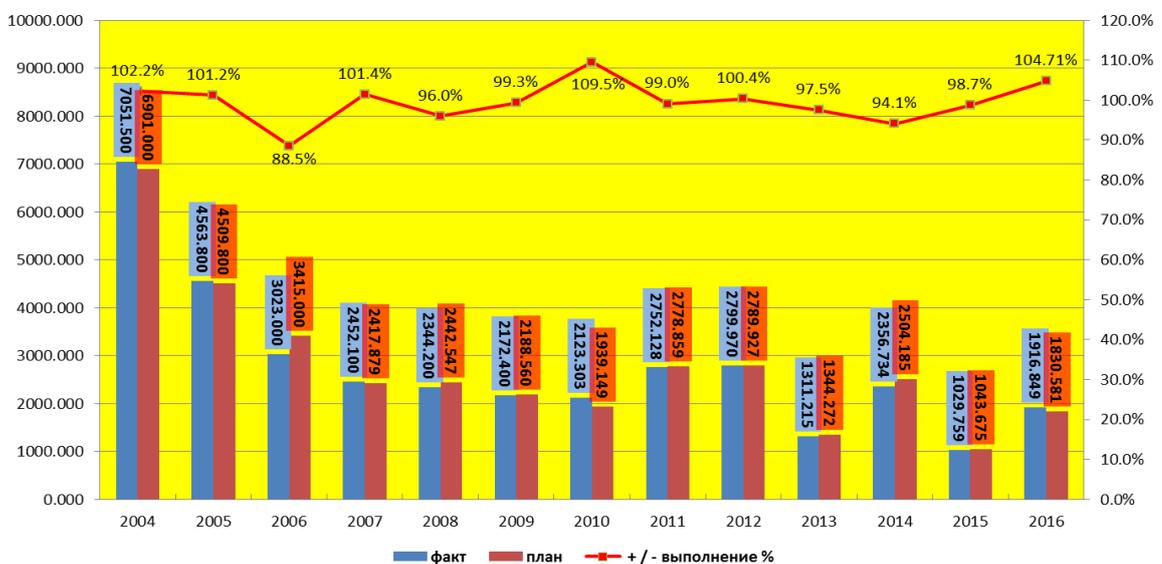


Рисунок 3.3. Добыча нефти по итогам 2004-2016 гг.

На рисунке 3.3 показана динамика изменения добычи нефти, нефтяного месторождения N, с 2004 по 2016 гг., из которого видно снижение дебитов скважин по годам. В последние годы отмечается снижение текущей компенсации с начала 2016 года как по Южной залежи, так и по N месторождению в целом. Отмечается снижение среднесуточной закачки, на Южной залежи с начала 2016 года. Снижение уровней закачки с начала 2016 года связано с бездействием нагнетательных скважин (по различным причинам – смена фонтанной арматуры, определение текущего состояния эксплуатационной колонны, исследования, очистка призабойной зоны, ликвидация аварии и др.), а также снижением приёмистости на скважинах в районах с низкими ФЕС пласта.

Производится выполнение мероприятий по ВБД в ППД скважин, а также ОПЗ. Выполнено мероприятий на фонде ППД за 2016 год на 55 скважинах, переводов в ППД на 20 скважинах, ОПЗ проведено на 1 скважине, ВБД на 6 скважинах. Анализ текущего состояния разработки показывает, что наблюдается зависимость роста среднего дебита скважин от количество вновь вводимых после бурения. С 2003 года идет резкое снижение дебита нефти, несмотря на то, что дебит жидкости увеличивается. Это объясняется резким повышением обводнённости продукции скважин.

3.3. Характеристика работы добывающих скважин

Необходимо отметить, что все эксплуатационные скважины с 2001 года переведены на механизированный способ добычи нефти посредством ЭЦН. Это решение является обоснованным, с учетом имеющейся информации о свойствах пластовой продукции. Залегающая нефть нефтяного месторождения N обладает свойствами, позволяющими проводить высокоэффективную механизированную добычу с использованием УЭЦН - низкое давление насыщения и газовый фактор, а также связанный с этим небольшой перепад плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН.

К возможным осложняющим факторам на нефтяном месторождении N относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры t 91-1000 °С, вынос механических примесей из призабойной зоны пласта, солеотложение, каррозийно-агрессивная среда. Все добывающие скважины месторождения на 01.01.2017 год работают с использованием ЭЦН и RED. Среднесуточные дебиты по нефти и жидкости, скважин, оборудованных RED более, чем в 3 раза превышают аналогичные показатели по скважинам с ЭЦН.

На конец 2016 года Парк ЭЦН, на месторождении представлен насосами иностранного («REDA», «Centrilift») производства [4].

Таким образом, данная глава выпускной квалификационной работы раскрывает данные проведенного анализа структуры фонда скважин. В ходе

исследования удалось рассмотреть динамику и современное состояние разработок в нефтяном месторождении N. Так было выявлено, что ежегодно наблюдается спад роста дебитов скважин. Были приведены краткие характеристики работы добывающих скважин в последние годы их эксплуатации.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН

4.1 Общие сведения об УЭЦН

Промышленная продуктивность нефтяного месторождения связана с пластами песчаниками васюганской свиты. Нефть лёгкая (плотность в нормальных условиях $0,856 \text{ кг/м}^3$), сернистая (0,8% S), парафинистая (3% парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 65 % метана, иначе говоря жирный. Средняя величина газосодержания по всем пластам $32,0 - 36,0 \text{ м}^3 / \text{м}^3$.

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности (10–2000 $\text{м}^3/\text{сут}$) и развиваемых напоров (500–3000 м). Однако электроцентробежные насосы высокой производительности – то $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ и выше, имеют недостаточно высокие напорные характеристики, что обуславливает ограничения по глубине спуска установок. Поэтому на месторождении N, впервые в ОАО «ТН» ВНК, начали применять импортные высокодебитные установки. Есть опыт применения импортных электроцентробежных насосов типа REDA серий EZ, DN, SN, GN, DR, GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до $1590 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Все установки месторождения N рассчитываются, используя специализированное программное обеспечение по подбору ЭЦН SUBPUMP 8.0 (PSG - IHS Energy). Расчеты проводятся с использованием известных корреляций Хайгедорна-Брауна для вертикального многофазного (нефть-газ-вода) потока, позволяющих корректно выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками, режимом течения, физико-химическими характеристиками флюида, инклинометрией скважин, другими техническими параметрами. Характеристики притока определяются по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

Ввиду низкого газового фактора у скважин с обводненностью 5% и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Результаты

расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1% и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа (принятом теперь и в НК «РОСНЕФТЬ», приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Результаты расчета условий работы УЭЦН при $P_{заб}=6$ МПа.

Исходные данные	Обозначение	Наименование параметра, размерность	ЭЦН
	Lс	Глубина скважины, м	2700
	Pпл	Пластовое давление, МПа	26,6
	Pнас	Давление насыщения нефти газом, МПа	5,4
	Pзаб	Забойное давление (проектное), МПа	6
	Pб	Давление на буфере, МПа	1,5
	Pл	Давление в линии, МПа	1,5
	Go	Газовый фактор, м ³ /т	36
	B	Обводненность, доли ед	0,1
	гр	Плотность газа в поверхностных условиях кг/м ³	1,193
	повр	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	855,5
	пнр	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	776,7
	вр	Плотность воды, кг/м ³	1002
	Расчетные данные	Q	Минимальная производительность установки, м ³ /сут
Pпр		Давление на приеме насоса, МПа	6,0
Hсп		Глубина спуска насоса, м	2400
Hдин		Динамический уровень, м	1800
Hнап		Напор насоса, м	1700
PΔ		Депрессия на пласт, МПа	20,6
Kпр		Минимальный коэффициент продуктивности, м ³ /сут * МПа	0,8

4.2. Подбор и оптимизация режимов работы глубинного насосного оборудования для добычи нефти

Получение дополнительного притока нефти в скважины может быть реализовано при помощи использования методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. Также в данном случае будет реализован приток дополнительного дебита.

Производительность скважины может быть определена в качестве возможного количества жидкости, добываемой из скважины и доставляемой до потребителя. Производительность в данном случае определена дебитом скважины.

Продельваемые на скважине действия влияют непосредственно на ее производительность. Любое действие специалиста либо его бездействие могут привести к изменениям дебита. Скважины подвержены нанесению ущерба довольно просто. Для них требуются большие затраты с целью исправления полученных ущербов либо их полной ликвидации.

Ключевым решением проблем выступает организация четкой работы специалиста по добыче нефти. Специалист в данной области должен в полной мере владеть процессом механизма добычи, а также знать причины возникших повреждений и практические методы их решений.

Факторы могут оказывать свое влияние на работу оборудования в различные периоды времени. Они могут сказать о себе и через несколько лет, а может и десятилетий. Каждый фактор имеет связь с остальными факторами. Степень их влияния на добычу нефти может быть определена отношением их друг к другу.

Нефть начинает свое движение в пласте путем вызова депрессии. Движение начинается с радиуса дренирования скважины. Его осуществление

проходит радиально от зоны дренирования к стволу скважины по простиранию, а также параллельными потоками по профилю пласта. В зависимости от движения пластовой жидкости к стволу скважины потом начинает увеличиваться, прослеживается рост давления гидродинамического сопротивления. Самое большее значение достигается им пластовым давлением ПЗП. Графиком изменения давления окрестности скважины является так называемая депрессионная воронка (рисунок 4.1.).

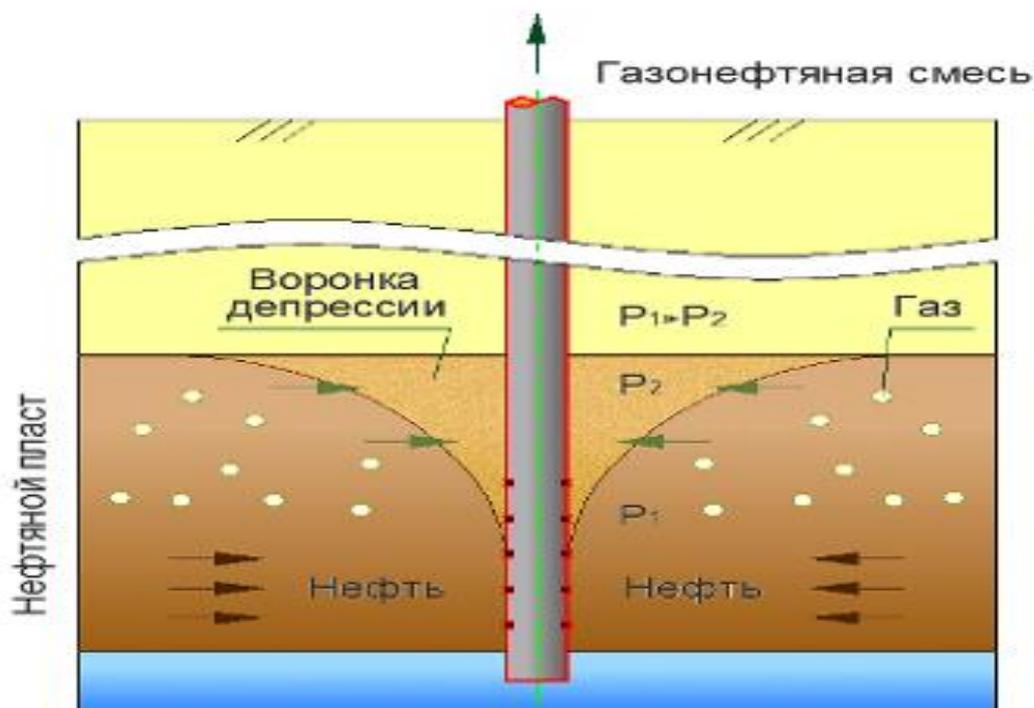


Рисунок 4.1. Воронка депрессии

Забойное давление определяется решающим аспектом в вопросе определения величины скважины по жидкости. То есть, можно утверждать следующее: чем ниже степень забойного давления дебита, тем больше дебит скважины.

Большой перепад давления в ПЗП может привести к различным явлениям, которые включают в себя выпадение солей, вынос в скважину твердых частиц пород пласта, образование отложений смол, асфальтенов, возникновение турбулентного движения жидкости и др.

Перечисленные явления влияют на условия фильтрации жидкости из пласта с негативной стороны. Они носят название СКИН – это эффект, который

подразумевает в себе любые преграды, препятствующие течению флюида. Однако, также существуют и псевдо-СКИНЫ. К ним относятся проблемы, которые возникают в устьевом оборудовании или подъемнике, а также сборном коллекторе. Эти проблемы связаны с нарушением течения. СКИН породы коллектора исходя из природных условий приравнивается к нулю. в случае нанесения ущерба естественным коллекторским свойством пласта при его вскрытии, эксплуатации или ремонте скважин, величина СКИНа определяется как больше нуля. По итогам проведенных обработок ПЗП, которые стимулируют улучшение коллекторских характеристик, например, кислотных обработок, СКИН определяется отрицательными значениями.

Движение жидкости в фильтрационной среде можно описать формулой, которая согласована с законом Дарси:

$$Q_{ж} = K_{пр} * (P_{пл} - P_{заб}) \quad (1)$$

Таким образом, дебит скважины прямо пропорционален депрессии. При плоскорадиальном течении флюида в пласте закон Дарси имеет следующий вид:

$$Q_{н} = \frac{\kappa_{пр} * h * (P_{пл} - P_{заб})}{18,4 * \mu * \beta * \left(\ln \frac{r_{дрен}}{r_{скв}} - 0,75 + S \right)}, \quad (2)$$

где μ - вязкость пластового флюида, сПз;

$r_{скв}$ - радиус скважины, м;

$K_{пр}$ - проницаемость, мДарси;

S – СКИН;

β - пластовый объёмный фактор;

$r_{дрен}$ - радиус дренирования скважины, м;

h - Толщина пласта, м.

Индекс или коэффициент продуктивности - $k_{пр}$ представляет собой отношение дебита скважины к перепаду давлений на забое.

$$K_{пр} = q_{н} / (P_{пл} - P_{заб}).$$

Угол наклона индикаторной кривой определяется коэффициентом продуктивности.

В процессе течения газа по пласту его поток будет описан формулой Вогеля. Данная формула характерна для пласта, который не имеет в себе нарушений с добычей при давлении ниже давления насыщения. Формула базируется на теории работы залежи в режиме при растворенном газе:

$$\frac{Q_{нас}}{Q_{max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \quad (3)$$

В условиях, если забойное давление ниже давления насыщения, то поток флюида будет представлен в качестве мультифазного. Его можно описать формулой Дарси-Вогеля для нефтяных скважин.

Максимальный дебит для нефтяных скважин (Q_{max}) при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом определяется по комбинированной формуле Дарси - Вогеля:

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{J * P_{нас}}{1,8}, \quad (4)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом;

$Q_{нас}$ – дебит, при котором забойное давление равно давлению насыщения.

Исходя из приведенных формул можно заметить, что течение жидкости в пласте протекает по линейной зависимости с учетом давлений, которые определены выше давления насыщения. В случае, если давления ниже давлений насыщения течение жидкости, то тогда происходит течение по квадратичной зависимости.

Повреждение пласта является условием, которое обеспечивает появление так называемых барьеров для притока к стволу скважины. Такое явление ведет к снижению дебита или эффективности закачки. Повреждение около ствола скважины приводит к снижению уровня добычи нефти. Ближняя стволу скважины зона - это место, на которое оказывается воздействие человеком (специалистом).

Повреждение приближенной зоны пласта наступает при различных технологических операциях, проводимых на скважине:

- Первичное вскрытие продуктивного пласта при бурении скважины.
- Во время крепления ствола скважины.
- Во время освоения скважины.
- Во время проведения ремонтных работ.
- В течение эксплуатации скважины.
- Во время проведения ГРП.

4.3. Анализ причин отказов УЭЦН за 2016 год.

На состояние 01.01.2017 года эксплуатационный фонд с УЭЦН составляет 408 скважину. Фонд ППД – 257 скважины. Скважинами, оборудованными погружными центробежными насосами, добывается 100% от добычи нефти и газа механизированным способом. Количество проведенных ГРП – 4 скважины.

Действующий нефтяной фонд 365 скважин, среднее количество установок, дававших продукцию за 2016 год.

На рисунке 4.2 хорошо видна динамика действующего фонда УЭЦН и коэффициента отказности ЭЦН.

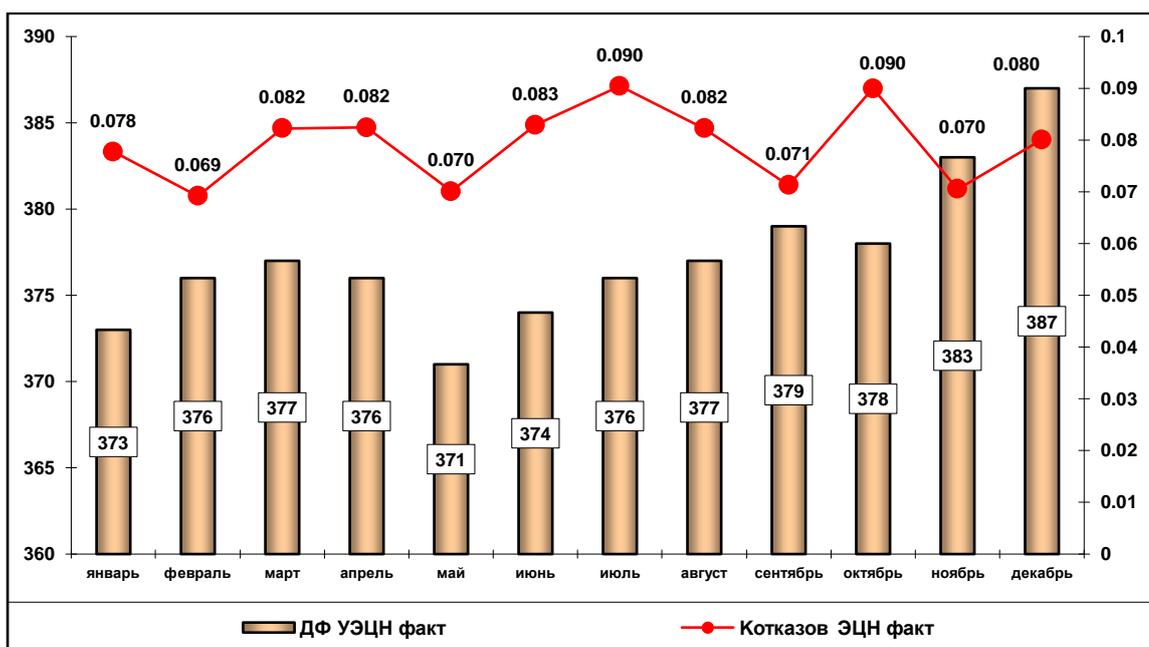


Рисунок 4.2. Динамика действующего фонда УЭЦН и коэффициента отказности ЭЦН

Исходя из данных приведенных на рисунке 4.2 видна динамика изменения действующего фонда скважин от 371-387.

Минимальным действующий фонд является в мае по причине половодья, и затапливания кустовых площадок, с площадками обслуживания. Скважины останавливаются по фонду с шифром по Техники Безопасности.

Максимальное количество дающих скважин это ноябрь-383, и декабрь-387 скважин.

На рисунке 4.3 представлена динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН.

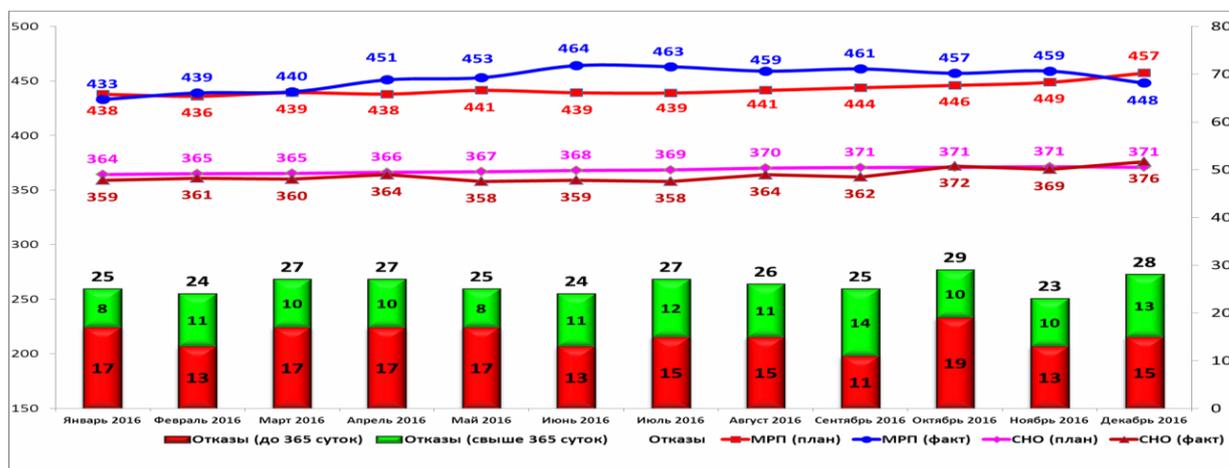


Рисунок 4.3. Динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН

Из показателей на рисунке 4.3 видно стабильное выполнение, а где-то, и перевыполнение плановых показателей по МРП и СНО. За 2016 год МРП: +15 суток =(+3%), СНО: +17 суток =(+5%), Отказы: -0,5 отказов (-2%) к среднему значению за 2015 год.

К удаленной системе управления SemaK подключено 376 скважины 97,6% от действующего фонда.

За 2016 год произошло 310 отказов. Из которых 44,5% по вине ЦДНГ, и 24,2% по вине ЭПУС, что хорошо видно из графика на рисунке 4.4.

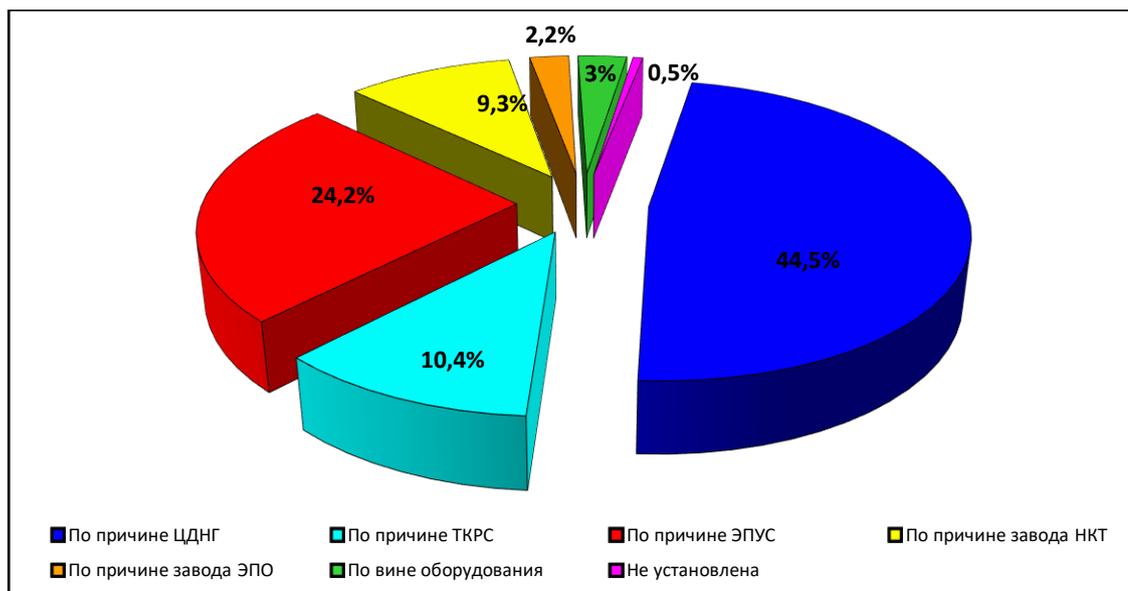


Рисунок 4.4. Виновная сторона по результату ПДК за 2016 год.

Также мы видим высокий процент по причине ТКРС 10,4% и причине непригодной НКТ 9,3%.

Детализация отказов, по вине ЦДНГ и ЭПУС можно увидеть на рисунках 4.5. и 4.6.

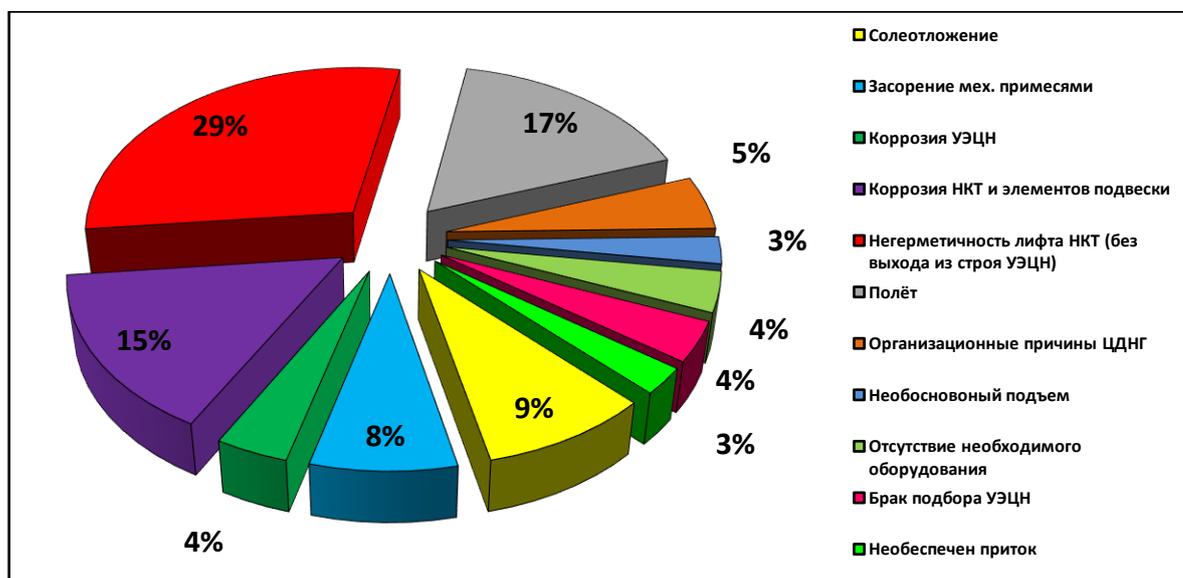


Рисунок 4.5. Детализация отказов по вине ЦДНГ

Произведя анализ данной диаграммы на рисунке 4.5 видно что основной причиной отказов за 2016 год стало негерметичность лифта НКТ 29%, коррозия НКТ и элементов подвески 15%, Авария в процессе эксплуатации «Полет» 17%. Также высокую процентную ставку имеют солеотложение 9%, и необоснованный подъем 8%.

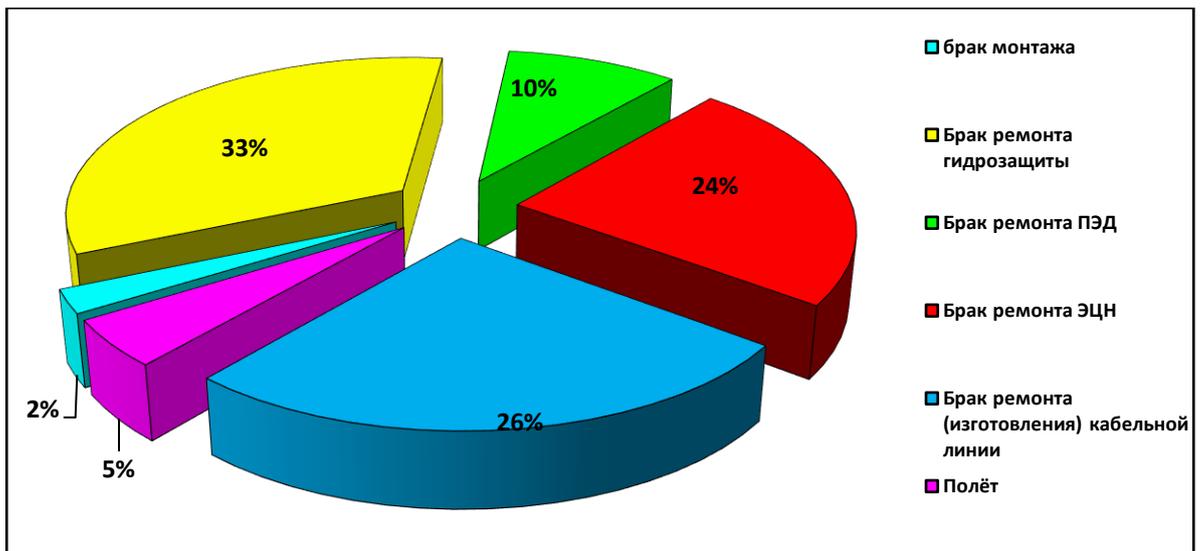


Рисунок 4.6. Детализация отказов по вине ЭПУС

У подрядной организации ЭПУС «Шлюмберже», большинство отказов связано с браком ремонта гидрозащиты 33%, брак ремонта (изготовления) кабельной линии 26%, брак ремонта ЭЦН 24% и брак ремонта ПЭД 10%. Ослабленный контроль за качеством предоставляемого оборудования подрядчиком:

1. Осложненный фонд: коррозионный фонд (К3; К-4): 123 скважин; ПКФ (К-2): 46 скважин.
2. Солеобразующий фонд (С-3; С-4): 46 скважин.
3. Фонд с высоким выносом механическими примесями (М2; М-3): 32 скважина.

Проанализируем наиболее частые преждевременные отказы на примере скважин нефтяного месторождения N.

Скважина 207р Э-200 МРП 106 суток.

Перед спуском установки производилась доперфорация, промывка 50м³, но при ВНР вынос мехпримесей составлял 848 мг/л, в процессе дальнейшей эксплуатации 388-902 мг/л. 1 этап расследования показал: Радиальный люфт валов в насосных секциях, после подъема 5 секций насоса УЭЦН на нижнем фланце нижней секции была обнаружена 1/3 часть газосепаратора, представлено поверхностью металла истертой (промытой) мехпримесями. Конец кабельной линии представлен вырванным из муфты токоввода.

Отказ из-за высокого выноса механических примесей в процессе эксплуатации, также необходимо отметить, что работы по промывке, произведенной бригадой ПРС, не дало результатов и не предоставлен результат по КВЧ в конце промывки. Брак подготовки скважины при ТКРС. Необходимо использовать доп. оборудование ФЭЦН.

Скважина 59 куст 2 X Э-160 МРП 114 суток.

1 этап расследования показал: в обратном клапане - пропант, в насосных секциях – соли и механические примеси, в сетке песок, соли и механические примеси забита на 80%, ПЭД-100, 1.2.3-я жила 100. Валы во всех секциях не вращаются.

Отказ из-за высокого выноса механических примесей в процессе эксплуатации 270-13440 мг/л. Необходимо использовать дополнительное оборудование ФЭЦН.

Скважина 303 куст 1 Э-400 МРП 59 суток.

Перед спуском отбивка забоя составила 2748,8 м (низ интервала перфорации 2756,5 м). Отсутствие ЗУМПФа обусловлен наличием аварийного оборудования (обурник) на забое скважины, все работы по извлечению и восстановлению искусственного забоя силами ООО «ССК» не дало результатов. 1 этап расследования показал разрушение шлицевой муфты между газосепаратором и нижней секции насоса. Вращение вала газосепаратора с заеданием в приемной сетке кусочки металла. ВС-СС- вращение тугое. ПЭД100 масло затемнённое, кабель 0-0-0, в насосных секциях и сетке механические примеси.

Отказ из-за высокого выноса мех. примесей в процессе эксплуатации 200-632 мг/л.

Скважина 370/ 26 Э-125 МРП 174 суток ГРП.

1 этап расследования показал: ПЭД-100, все жилы кабеля R=0, 100, при осмотре кабеля обнаружена коррозия. Сбивной клапан промыт. Дефектоскопия кабеля дала следующий результат: кабель имеет механические повреждения температурной вставки 250 м (145,185,190,250), повышенные токи утечки по

удлинителю 50 м. Установка работала на шт-4 Q-60 м³ (левая зона), после отказа деоптимизация Э-125/Э-60.

Для определения истинной причины отказа необходимо дополнительное расследование (2 этап).

Имеют место случаи отказов из-за:

- Брака подготовки кабеля на базе ЭПУ Х.
- Брака подготовки скважины при ТКРС.
- Длительный простой.
- Брака эксплуатации скважины.
- Из-за высокого выноса механических примесей и пропанта можно отнести отказы по ряду скважин.

Проведенные исследования по всем отказам погружных электродвигателей показывают, что причиной их отказа является перегрев обмоток асинхронного электродвигателя, узла токоввода и удлинителя кабельной линии. При этом при демонтаже установок обнаруживали недостаточное заполнение внутренних полостей двигателей маслом, масло обладало запахом гари, что также свидетельствует о чрезмерно высоких температурах работы двигателей. Перегрев ПЭД часто происходят из-за недостаточного охлаждения потоком восходящей жидкости в скважинах с диаметром колонн 168мм. 194мм.

Также проведенный анализ показал, что основные субъективные причины отказов следующие:

По причине ЦДНГ:

1. Брак эксплуатации обусловлен снижением потенциала скважины, как следствие работа установки в левой зоне, перегрев погружного оборудования, из-за недостаточного притока для охлаждения ПЭД, а также отсутствие оборудования для эксплуатационных колонн 168, 194мм (ПЭД+кожух).

2. Механическое повреждение кабеля обусловлен отсутствием достаточного количества протекторов для крепления кабеля на НКТ - 3", 3.5", 4" и спуск ГНО на клямсах.

3 Брак подбора УЭЦН обусловлен, что расчёт производился исходя из запланированных работ при проведении ТКРС (очистка ПЗП), которые в свою очередь не дали желаемого результата; не согласованная деоптимизация скважины; не корректное определение потенциала скважины при освоении.

По причине ТКРС:

- Брак подготовки скважины: высокий вынос механических примесей при запуске на ВНР.

- Механическое повреждение кабеля при СПО.

- Полёт в основном из-за некачественных подвесных патрубков.

- Негерметичность лифта НКТ до 30суток.

Причинами низкого МРП являются:

- Реализация программ ИДН и ГРП без внедрения износостойкого оборудования или устройств для удержания проппанта в продуктивном пласте, что приводит к преждевременным отказам УЭЦН.

- Эксплуатация ЭЦН на предельно низких динамических уровнях.

- Отсутствие стабильности электроснабжения. После отключений скважин по высокому или низкому напряжению происходит осаждение твердых частиц на обратный клапан, его засорению и не герметичности. Что приводит к сильфону столба жидкости

- Спуск электродвигателей габарита 117 мм в эксплуатационные колонны 168 и 194 мм. В результате чего при большом кольцевом пространстве между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и корпусом ПЭД скорость восходящего потока не достаточна для отвода выделяемого электродвигателем тепла и происходит его перегрев с последующим отказом.

- Бесконтрольная эксплуатация электродвигателей в комплекте с частотными преобразователями (не контролируется минимально необходимое охлаждение ПЭД) ввиду отсутствия регламента по расчету минимально необходимого охлаждения ПЭД при его работе с частотой, отличной от номинальной.

Мероприятия по снижению причин отказов ЦДНГ-10:

1. При отказах в план-заказ на производство ТРКС включать отбивку забоя скважины, работы по очистке, промывках забоя (с отбором контрольных проб на КВЧ), очистка ПЗП скважины, спуск скрепера.

2. Усилить контроль за качеством ВНР. Обязательное присутствие технолога ЦДНГ при запусках скважин, оборудованных импортным оборудованием, а также при запусках отечественных УЭЦН с дебитом скважины более 100 м³/сут. Указывать в карте вывода скважины на режим бригаду по запуску, для выявления негативных решений лиц, повлекших за собой преждевременный отказ оборудования.

3. Усиление ежедневного контроля за работой фонда, своевременное планирование работ по оптимизации работы установок (промывки ГНО, установка ЧРП при снижении динамического уровня, оптимизация работы наземного оборудования).

4. Ежемесячно предоставлять список скважин-кандидатов на деоптимизацию в сектор по расчёту УЭЦН для согласования, при отказах производить спуск согласованного оборудования.

5. В скважины с эксплуатационной колонной 168 мм или 194 мм, с недостаточным притоком для охлаждения ПЭД производить спуск установок, укомплектованных ПЭД и кожуха.

6. Производить спуск УЭЦН с протекторами для крепления кабеля в скважины с дебитом скважины более 100 м³.

7. Внести дополнения в регламент по проведению гидроиспытаний НКТ, после калибровки на трубной базе, так как нет возможности производить поинтервальную опрессовку при спуске импортного оборудования, на которых отсутствуют обратные клапана.

8. Усилить выходной контроль качества НКТ с трубного участка со стороны службы супервайзинга.

9. Усилить контроль за техническими операциями и СПО при ТРКС со стороны службы супервайзинга.

10. Произвести закупку оборудования (пакер) для очистки ПЗП в эксплуатационных колоннах диаметром 168 мм, 194 мм.

11. Усилить выходной контроль с базы ЭПУС, для исключения брака оборудования.

4.4. Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН

Проведенный анализ внутри-суточных простоев (остановок) установок УЭЦН показал значительное количество остановок по причине отсутствия стабильного электроснабжения питания УЭЦН. С чем связана часть отказов установок УЭЦН ввиду заклинивания валов ЭЦН при оседании содержащегося в пластовой продукции пропанта и пластового песка. Нестабильное электроснабжение связано с ведущимися работами по бурению скважин (пусками синхронных электродвигателей буровых станков).

Первостепенной задачей по стабилизации питающего электроснабжения решение вопроса по переводу энергоснабжения буровых станков от передвижных дизель-генераторных установок соответствующей мощности. Что создаст возможности для бесперебойного энергоснабжения УЭЦН, отсутствию внутрисуточных простоев установок и будет напрямую способствовать увеличению межремонтного периода работы установок УЭЦН.

Рекомендации по применению ПЭД и кожуха.

Для эксплуатации скважин ниже интервала перфорации обсадной колонны двигатели серийных насосов габаритов 5 и 5А комплектуются кожухом, включающим: входной модуль специальной конструкции, центратор и переводник под «хвостовик» из труб диаметром 60 или 73 мм по ГОСТ 633-80.

Входной модуль специальной конструкции устанавливается в верхней части кожуха. К нижней части электродвигателя крепится центратор, обеспечивающий равномерный диаметральный зазор между кожухом и

корпусом электродвигателя. Переводник под «хвостовик» соединяется с нижней частью кожуха (рисунок 4.7.).

Применение кожуха обеспечивает:

- 1) снижение вредного влияния попутного газа;
- 2) охлаждение погружного электродвигателя потоком откачиваемой жидкости;
- 3) сокращение времени и материальных затрат на освоение скважин после подземного ремонта.
- 4) увеличение дебита скважины.

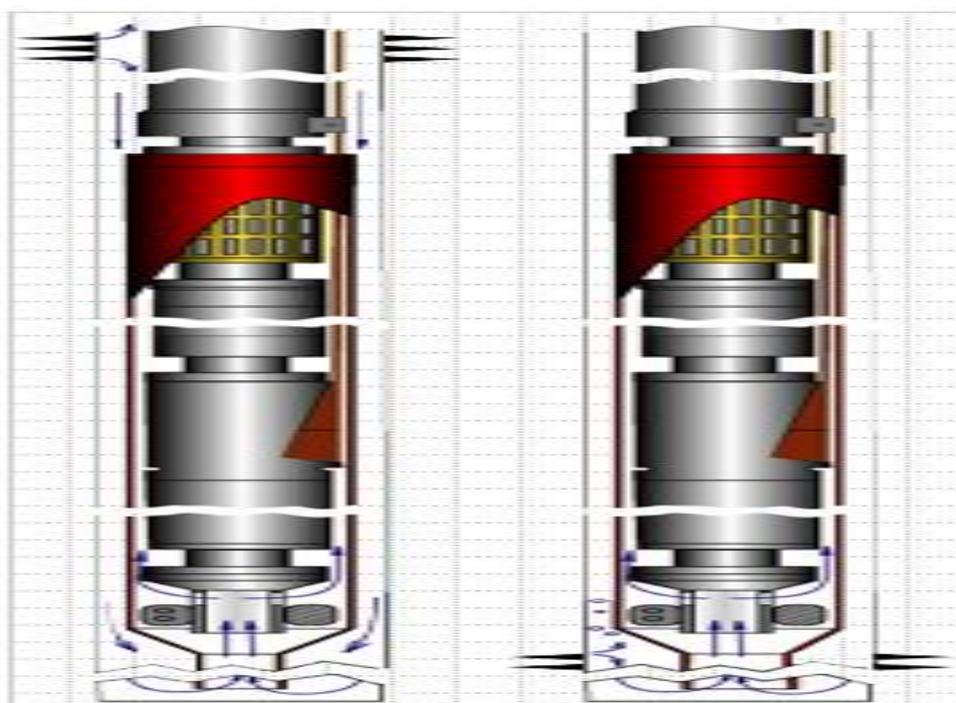


Рисунок 4.7. ПЭД и кожух

Для электродвигателей с системой погружной телеметрии (ТМС) и протектором 1ПБ92 «Борец». При заказе кожуха без двигателя или насоса длина кожуха и исполнение входного модуля подлежат согласованию.

Далее рассмотрены рекомендации для расчета минимально необходимого притока из пласта с целью достаточной степени охлаждения ПЭД УЭЦН при использовании оборудования в условиях частот питающего напряжения отличных от номинального значения.

Группа нефтяного месторождения N содержит в себе активное введение новейших технологий, особенно это касается добычи продукции из скважин путем УЭЦН с использованием частотных преобразователей.

При анализе итоговых данных режима УЭЦН с применением частотных преобразователей удалось выявить недостатки в проведении данного типа работ. Технологическая служба ЦДНГ не осуществляет в своей деятельности учет необходимого охлаждения ПЭД в процессе его работы с частотой питающего напряжения отличной от номинальной для деятельности данного УЭЦН. По результатам данной информации в условиях малого притока из пласта происходит, перегрев непосредственно ПЭД. Такая ситуация ведет к выходу из строя данного оборудования, его оплавления и разгерметизации узла токоввода. Поскольку одновременно с этим погружной двигатель все еще работает, не получая при этом нужного охлаждения, которое соответствует текущему тепловыделению при работе двигателя с находящейся нагрузкой.

Известно, что потребляемая мощность УЭЦН является кубической зависимостью от изменений питающей УЭЦН частоты. Исходя из этого можно утверждать, что при работе УЭЦН на уже измененной частоте мощность, которая потребляется УЭЦН, будет изменяться по отношению к номинальной мощности и приравнивается к такой величине как $W_2 = W_1 * (f/50\text{Гц})^3$. Полученная мощность W_2 является равной мощности передаваемой при помощи двигателя насосу при уже измененной частоте питания. Получается соотношение имеющихся данных, которое определяется как $W_2/W_1 = V_2/V_1$, что дает V_2 , то есть минимально необходимую скорость охлаждающей жидкости для выбранного режима работы УЭЦН по отношению к номинальной нагрузке.

Таким образом, получена кубическая зависимость по изменению тепловыделения погружным электродвигателем на определенную величину T_x ($T_2 = T_1 - T_x$) и соответственно получили минимально необходимый объем охлаждающей жидкости, проходящей в кольцевом пространстве между ПЭД и

эксплуатационной колонной при эксплуатации УЭЦН на измененной частоте отличной от номинальной.

Применение фильтров с установкой на зону перфорации скважины вызвано особенностями эксплуатации скважин после ГРП. Их применение значительно снизит количество необходимых работ по ремонту скважин, увеличит коэффициент продуктивности скважин и создаст условия для устойчивой добычи нефти и получения дополнительной прибыли как для НГДУ, так и в форме налоговых отчислений государственному бюджету России.

Используя вставные или самоочищающиеся шламоуловители в комплекте с УЭЦН на скважинах после ГРП с большим карманом для осадконакопления пропанта и механических примесей или будут созданы условия для предотвращения засорения и заклинивания исполнительных механизмов ЭЦН при необходимости их отключения обратным течением флюида (даже через обратный клапан) под действием столба жидкости.

Установка кожуха для уменьшения кольцевого пространства вокруг ПЭД в эксплуатационные колонны 168 и 194 мм создаст реальные возможности для эксплуатации в эксплуатационных колоннах большого диаметра погружных электродвигателей габарита 117мм с недопущением их перегрева и выхода из строя в виду недостаточного охлаждения. Тем самым будет создана сама возможность организации механизированной добычи пластовой продукции посредством УЭЦН в скважинах с большим диаметром эксплуатационной колонны и не достаточным коэффициентом продуктивности.

В ходе выполнения данной главы выпускной квалификационной работы был проведен анализ причин отказов УЭЦН. В итоге полученных данных были сформулированы рекомендации для повышения эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б4В	Левину Игорю Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость внедрения «Установки пескосброса шнековой» на нефтяном месторождении N (Томская область).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование затрат на установку установки сброса песка шнековой на нефтяном месторождении N (Томская область).
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	Анализ эффективности применения погружных установок сброса песка шнековых на нефтяном месторождении N (Томская область) и расчет показателя экономической эффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Расчетные формулы 2. Таблицы: 1. Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования 2. Исходные данные для расчета экономических показателей 3. Затраты до и после проведения мероприятий	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4В	Левин Игорь Сергеевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе рассматриваются способы повышения эффективности защиты УЭЦН от механических примесей посредством установки на прием насоса УСПШ «Установка сброса песка шнековая». Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

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

Так как проектируемое мероприятие по установке УСПШ проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 5.1 и 5.2

Таблица 5.1 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	20	20
Средняя наработка на отказ, сут.	148	234
Средняя продолжительность ремонта, час	124	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение УСПШ, руб./ед.	0	276000

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей по данным на 2018 год

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	22157,86
Нефти на внешнем рынке	долл. США/баррель	57,79
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина	долл. США/т	12,1
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС	руб./бр. час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом	руб./т	38,24
Расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти	руб./т	60,49
Технологическая подготовка нефти	руб./т	30,28
Расходы по экспорту нефти	руб./т	912
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля	руб./долл.США	60,96
Доля нефти для продажи на внешнем рынке	%	30

5.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважины УСПШ вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta MPP \quad (5.1)$$

где:

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

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

ΔMPP - дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода.

$$\Delta MPP = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (5.2)$$

где:

$N_{до}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$N_{после}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки фильтров, по причине засорения мехпримесями;

$q_{ср}$ – средний дебит одной скважины;

T –средняя продолжительность ремонта;

$СНО$ - средняя наработка на отказ до и после установки ПСМ соответственно.

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (5.3) \text{ где } СНО_{до}.$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (5.4) \text{ где } СНО_{после}.$$

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47 \quad (5.3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{234} = 1,56 \quad (5.4)$$

$$\Delta \text{МРП} = (2,47 - 1,56) \times \frac{124}{24} \times 20 = 94,03 \text{ т/год} \quad (5.2)$$

$$\Delta Q_t = 0 + 94,03 = 94,03 \text{ т/год} \quad (5.1)$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил $Q_H = 7394,03$ т.

5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку УСПШ:

$$Z_{\text{ед}} = 276000 \text{руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Установка сброса песка шнековая» отнесена к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 49,99% в год. Срок полезного использования – 2 года.

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

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\text{п}} \times \text{НА}}{100\%} = \frac{276000 \times 49,99\%}{100\%} = 137972,4 \text{ руб} \quad (5.5)$$

где:

Сп– первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.

НА – норма амортизационных отчислений, %.

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема

добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка погружного сепаратора механических примесей.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_n \times Y_э (5.6)$$

где

$Y_э$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом.

$$З_э = 7300 \times 38,24 = 279152 \text{ руб. (5.6)}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \times Y_{тн} (5.7)$$

где:

$Y_{тн}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти.

$$З_{тн} = 7300 \times 60,49 = 441577 \text{ руб. (5.7)}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = Q_n \times Y_п (5.8)$$

где:

$Y_п$ —удельные затраты на подготовку нефти.

$$З_п = 7300 \times 30,28 = 221044 \text{ руб. (5.8)}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_n \times X \times Y_т (5.9)$$

где:

$Y_т$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

X - доля нефти на экспорт.

$$З_т = 7300 \times 0,3 \times 912 = 1997280 \text{ руб. (5.9)}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{от} = n \times Y_{от} \quad (5.10)$$

где:

$Y_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год;

n – количество скважин.

$$Z_{от} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.} \quad (5.10)$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{рем} = n \times Y_{рем} \quad (5.11)$$

где:

$Y_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год;

n – количество ремонтов.

$$Y_{рем} = C_{бр} \times T \quad (5.12)$$

где:

$C_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ГРС;

T – средняя продолжительность ремонта.

$$Y_{рем} = 5867,9 \times 124 = 727619,6 \text{ руб} \quad (5.12)$$

$$Z_{рем} = 2,47 \times 727619,6 = 1797220 \text{ руб.} \quad (5.11)$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки УСПШ на насос:

$$C_1 = \frac{Э_{общ}}{Q_0} \quad (5.13)$$

где:

$Э_{общ}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс. руб.;

Q_0 – объем добычи, нефти до внедрения мероприятия.

$$C_1 = \frac{Э_{общ}}{Q_0} = \frac{5640973}{7300} = 772,73 \text{ руб.} \quad (5.13)$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки УСПШ на насос:

Энергетические затраты:

$$Z_э = 7394,03 \times 38,24 = 282748 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{ТН}} = 7394,03 \times 60,49 = 447265 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{П}} = 7394,03 \times 30,28 = 223891,22 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{Т}} = 7394,03 \times 0,3 \times 912 = 2023007 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{\text{рем}} = 1,56 \times 727619,6 = 1135086,58 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (5.14)$$

где:

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

$$C_2 = \frac{5016697,8}{7300 + 94,03} = 678,48 \text{ руб.}$$

Таблица 5.3 – Затраты до и после проведения мероприятий.

Статьи затрат	До внедрения, руб	После внедрения, руб
Энергетические затраты	279152	282748
Сбор и транспорт нефти	441577	447265
Технологическая подготовка нефти	221044	223891,22
Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти	1997280	2023007
Прочие расходы, связанные на оплату труда за одну скважину	904700	904700
Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями)	1797220	1135086,58

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ		772,73	678,48
	Итого	5641745,73	5017376,28

5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta Э \quad (5.15)$$

$$\text{Эффект} = 2083503,57 + 624275,2 = 2707778,77 \text{ руб.}$$

где:

P_t – стоимостная оценка результатов мероприятия (выручка от реализации продукции);

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 94,03 \times 22157,86 = 2083503,57 \text{ руб.} \quad (5.16)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2018 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 57,79\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ =60,96руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{772,73 - 678,48}{772,73} \times 100\% = 12,2\% \quad (5.17)$$

где:

C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия.

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

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} = 94,03 \times 0,3 \times 22157,86 = 625051,07 \text{ руб.} \quad (5.18)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 94,03 \times (1 - 0.3) \times 22157,86 = 1458452,50 \text{ руб. (5.19)}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 766 - D_{\text{м}} \text{ (5.20)}$$

где:

919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2018 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \text{ (5.21)}$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}) \text{ (5.22)}$$

КНДПИ = 559 руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2018 года;

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

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

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

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

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

Однако с учетом того, что значения коэффициентов $K_{\text{в}}$, $K_{\text{з}}$, $K_{\text{д}}$, $K_{\text{дв}}$ равны 1, сумма НДПИ к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = B_{\text{с}} \times \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_{\text{н}} = 919 \times \frac{(57,79 - 40) \times 60,96}{261} \times 94,03 = 359056,13 \text{ руб. (5.23)}$$

где:

$B_{\text{с}}$ – ставка НДПИ (919 руб/т);

C – цена нефти на мировом рынке (долл./барр.);

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

P – курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$ТП = \Delta Q_n \times X \times C_{ТП} \times P \quad (5.24)$$

где:

СТП – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти.

$$ТП = 94,03 \times 0,1364 \times 0,3 \times 12,1 \times 60,96 = 2838 \text{ руб.} \quad (5.24)$$

Налог на прибыль:

$$НП = П \times C_{НП} \quad (5.25)$$

где:

С_{НП} – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль.

$$НП = 959361,84 \times 0,2 = 191872,36 \text{ руб.} \quad (5.25)$$

Валовая прибыль:

$$П = \Delta B_{вн} + \Delta B_{э} - \Delta Э - A_r - \text{НДПИ} - ТП = 1458452,50 + 625051,07 - 624275,2 - 137972,4 - 359056,13 - 2838 = 959361,84 \text{ руб.} \quad (5.26)$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = П - НП = 959361,84 - 191872,36 = 767489,47 \text{ руб.} \quad (5.27)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t / N_{СПт}}{Q_0 / N_{СП0}} \times 100\% - 100\% = \frac{7394,03}{7300} \times 100\% - 100\% = 1,29\%. \quad (5.28)$$

Вывод: Проведенные расчеты на N месторождении (Томской области) показали увеличение прибыли на 767489,47руб (0,75%) и уменьшении затрат на 624275,2руб (11,07%).

Таким образом, видим, что проведение данного мероприятия экономически эффективно.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Левину Игорю Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является фонд добывающих скважин N месторождения (Томская область). Назначение объекта исследования – добыча, сбор и транспорт нефтегазовой смеси на УПН.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Рассмотреть и проанализировать выявленные вредных факторов на объекте	Вредные факторы на N месторождении Томской области: 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность. Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность N месторождения (Томская область)	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Левин Игорь Сергеевич		

6. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН. Для системы поддержания пластового давления на N месторождении. В работе 23 водозаборные скважины. При помощи УЭЦН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

6.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.2. Неудовлетворительные метеорологические условия.3. Повышенный уровень шума и вибрации.4. Отсутствие или недостаток освещенности.	<ol style="list-style-type: none">1. Поражение электрическим током.2. Пожароопасность.3. Взрывоопасность.4. Давление в системах работающих механизмов.	<ol style="list-style-type: none">1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества».2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность».3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие».

			5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
--	--	--	---

6.1.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [1].

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

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

6.1.2 Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [2]:

ремонтные и строительно – монтажные работы:

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

все остальные работы:

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

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

6.1.3. Повышенный уровень шума и вибрации

Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.).

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени [5].

Механические колебания, передаваясь по упругим средам, могут воздействовать на тело или отдельные его части в виде вибраций. Вибрации, передаваясь органам человека, могут вызвать в них стойкие и болезненные изменения. Особенно опасно их действие на центральную нервную систему. Наиболее тяжелым следствием длительного воздействия вибраций является виброболь.

6.1.4. Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение [6].

Таблица 6.2 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100

в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

6.1.5. Поражение электрическим током

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды

проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кузовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции. [3]

6.1.6. Пожаро и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1	Зона В-1Г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть

				1	Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 6.4 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07

				Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в- д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

Общие требования пожарной безопасности на объектах N месторождения:

1 Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке;

2 Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

3 Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

4 Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

5 Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

6 Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

7 Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству;

8 По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

9 За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

6.1.7. Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены [4].

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

6.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо - охранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях нагаза 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);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

6.3 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно - дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно - канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

Негативное воздействие на земли при долгосрочном пользовании происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов. В целях охраны и рационального использования земель при эксплуатации месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;

- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (шламовые амбары, склады ГСМ).

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке при выполнении работ по оптимизации закачки на устье нагнетательных скважин:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по реализации проекта проводятся лицами, работающими

вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [9]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Работа оператора ДНГ, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя: осуществление обслуживания оборудования добывающих скважин, наблюдение за исправностью устьевого оборудования добывающих скважин, систематический обход магистральных и промысловых трубопроводов и добывающих скважин, наблюдение за исправностью их состояния, участие в ремонте и работах по повышению приемистости скважин, а так же наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний, участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов, отбор проб, и ведение вахтового журнала.

Вывод.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав эксплуатацию скважин, оборудованных УЭЦН на нефтяном месторождении N за 2016 год показал, что механизированный способ добычи нефти более эффективен.

Проведённый анализ наглядно демонстрирует основные причины отказов: вынос механических примесей и пропанта из пласта, недостаточный приток нефтесодержащей жидкости из пласта, высокая коррозионная активность (связано с обводнением фонда скважин за последние годы эксплуатации), солеотложение.

1) Обязательно выполнение работ по очистке забоя скважины, его нормализации до искусственного забоя.

2) В скважины с наружным диаметром эксплуатационной колонны более 146мм необходимо спускать ПЭД, оборудованный кожухом, для обеспечения минимального дебита для охлаждения ПЭД.

3) Обязательно использование различного дополнительного оборудования для улавливания пропанта и механических примесей, тем самым исключения попадания в рабочие органы установки во избежание заклинивания УЭЦН.

4) Необходим спуск УЭЦН, ПЭД и ГЗ в монельном исполнении, и подвески лифта НКТ в КСИ.

5) Необходимо производить доливы ингибитора от солеотложения, после монтажа УЭЦН. Обработка ингибитором осложненных скважин, должна производиться не реже чем 1/14дней либо 1/28 дней.

6) Во избежание ошибок в процессе подбора необходимого комплекта погружного оборудования, ключевым моментом является анализ информации по состоянию скважины и ПЗП, ожидаемый дебит и актуальное пластовое давление на момент подбора комплекта.

Внедрение в производство предлагаемых мероприятий, направленных на сокращение преждевременных отказов, увеличения МРП и СНО, достижение минимальных показателей часто ремонтируемого фонда (ЧРФ), позволяет

увеличить объём добычи нефти до максимально высоких показателей нефтяного месторождения N.

Таким образом, можно говорить о том, что цель работы была достигнута. Тема выпускной квалификационной работы была раскрыта в полной мере.

Полученные данные и рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН могут быть использованы при работе специалистов в области добычи нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.И.Кагарманов «Техника и технология добычи нефти», Томск. 2005.-176с.
2. Справочник инженера по добыче нефти. ООО «Печатник» 2002.-279с
3. Шуров В.А. "Техника и технология добычи нефти» М.Недра,1983.-267с
4. Лысенко В.Д. "Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика" М.Недра, 1996.-93с
5. Бойко В.С. "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений" М.Недра,1990г.
6. Ш.К. Гиматудинова, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. "Добыча нефти и газа". М.Недра,1983г.
7. Проект пробной эксплуатации нефтяного месторождения N (Томская область). «ТомскНИПИнефть».
8. Хеманта Мукерджи «Производительность скважин», Москва. 2001.-183с.
9. Технологические режимы работы скважин нефтяного месторождения N (Томская область).
10. В.Н.Ивановский, С.С.Пекин, А.А.сабиров «Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти».М.:ГУП Изд-во«Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Гкубкина, 2002.256с
11. Сборник инструкций (положений) ОАО «ТОМСНЕФТЬ» ВНК по работе с электропогружным оборудованием. Утвержденная 2004г.-148с
12. Регламенты по работе с погружным оборудованием УЭЦН. Утвержденные по ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.
13. Инструкции заводов изготовителей погружного и наземного оборудования УЭЦН.
14. Композит каталоги заводов изготовителей нефтедобывающего оборудования с 1993 по 2000 года.

15. Бюллетени изобретений с 1983 по 2003 года.
16. Информационная база Федерального Института Промышленной Собственности (ЦНТИ г. Томска).
17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 1998.-160с