

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

Институт Природных Ресурсов

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Специальность 21.03.01. Нефтегазовое дело

Бакалаврская работа

Тема работы
Эксплуатация установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.276'279.054.23-049.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф.ГРNM	Пугачев Евгений Вячеславович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Канд.экон.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.Кафедрой	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г-М.Н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Специальность 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(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
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич

Тема работы:

Эксплуатация установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Методические указания для ВКР, интернет ресурсы, научная литература, статистические ежегодники, официальный сайт ООО "Газпромнефть-Восток", тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и специальная литература.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Характеристика района расположения Лугинецкого месторождения.2. История освоения месторождения.3. Анализ способов эксплуатации месторождений насосами.4. Выявление проблем при эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора

	<p><i>Дугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.</i></p> <p><i>5. Разработка методов повышения межремонтного периода и наработки на отказ установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора</i></p> <p><i>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p> <p><i>7. Социальная ответственность</i></p>
Перечень графического материала	<p><i>1. Обзорная схема район работ</i></p> <p><i>2. Диаграмма отображающая структура баланса</i></p> <p><i>3. Аналитические таблицы с показателями деятельности нефтегазовой компании.</i></p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович.
Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф.ГРНМ	Пугачев Евгений Вячеславович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	специальность	«Нефтегазовое дело» / «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Анализ уровня добычи и финансовых показателей по годам в зависимости от уровня эксплуатации электроцентробежных насосов.	Динамика технико-экономических показателей «Газпромнефть – Восток» за период 2011-2016 годы
2. Нормы и фактические данные добычи и расходования ресурсов	Изучение локальных нормативных документов компании «Газпромнефть – Восток». Формирование выводов.
3. Расчет срока окупаемости вложений	Расчет финансово-экономических показателей окупаемости вложений

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Предложения по видам и объемам работ на межремонтный период установок электроцентробежных насосов.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Анализ экономических показателей после введения мер эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма, отображающая структура баланса
2. Таблицы с показателями деятельности компании

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» / «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	<p><i>1 Вилы загрязняющих компонентов атмосферного воздуха.</i></p> <p><i>2. Пути предотвращения атмосферного воздуха от загрязнений.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Охрана и рациональное использование земель	<p><i>1 Анализ выявленных вредных факторов использования земель.</i></p> <p><i>2 Действие фактора на организм человека.</i></p> <p><i>3 Предотвращение проявления негативных факторов и пути оптимизации охраны и рационального использования земель.)</i></p>
2. Экологическая безопасность	<p><i>1 защита селитебной зоны</i></p> <p><i>1. анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i></p> <p><i>2. анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i></p> <p><i>3. анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i></p> <p><i>4. предложить мероприятия по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i></p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p><i>1. перечень возможных ЧС на объекте;</i></p> <p><i>2. выбор наиболее типичной ЧС;</i></p> <p><i>3. разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i></p> <p><i>4. разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i></p> <p><i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i></p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p><i>1. специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i></p> <p><i>2. организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i></p>
Перечень графического материала:	

Расчетные задания	-
-------------------	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Артюхов Андрей Николаевич		

Оглавление

Введение	11
1 Общая часть	13
1.1 Характеристика района месторождения	13
1.2 История освоения месторождения	15
2 Геологическая часть	20
2.1 Стратиграфия	20
2.2 Тектоника	22
2.3 Строение залежей нефти	24
2.4 Свойства и состав нефти и нефтяного газа Лугинецкого месторождения	28
2.5 Выводы по геологическому строению	31
3. Технологическая часть	34
3.1 Проектное решение по разработке месторождения	34
3.2 Сопоставление проектных и фактических показателей добычи Лугинецкого месторождения в 2016 году	37
3.3 Фонд добывающих скважин и показатели его эксплуатации в 2016 году	38
4.Техническая часть	42
4.1 Установки погруженных центробежных электронасосов	42
4.2 Основные узлы установок УЭЦН	56
5.Специальная часть	62
5.1 Анализ и подбор скважин оборудованных (УЭЦН) на Лугинецком месторождении	62
5.2 Анализ причин отказов ЭЦН	65
5.3 Эксплуатация УЭЦН на Лугинецком месторождении	68
5.4 Подбор оптимального режима скважин эксплуатируемых установками ЭЦН и ТМС на Лугинецком месторождении	71
6. Организационно-экономический раздел	77

6.1 Анализ технико-экономических показателей	77
6.2 Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Лугинецкому месторождению	77
6.3 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	74
6.4 Расчёт показателей экономической эффективности мероприятия	80
7 Социальная ответственность	90
7.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	90
7.2 Экологическая безопасность	104
7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду	105
94	
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	107
96	
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
Заключение	110
Список использованных источников	112
Приложение А	116
Приложение Б	117

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 106 страницы текста пояснительной записки, 11 рисунков, 33 таблицы, 36 источников.

Ключевые слова: Лугинецкое месторождение, тектоника, скважина, керн, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, нефть, каротаж, корреляция, исследования, песчаник, электроцентробежный насос, фациальный анализ, нефтегазоносность, газовый фактор.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

Цель работы – изучить особенности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область). Для этого необходимо решить следующие задачи:

- провести комплексный геологический анализ геофизических материалов,
- проанализировать корреляционную схему,
- оценить перспективы нефтегазоносности пласта Ю₁¹⁻³.

В процессе подготовки выпускной квалификационной работы проводились исследования, направленные на изучение геологического строения пласта J3vs;; выполнен анализ коллекторских свойств осадочных образований; проанализирована эксплуатация установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения, рассмотрены методы повышения межремонтного периода и наработки на отказ установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора.

В процессе выполнения дипломной работы использовалась вычислительная техника, в частности для проведения расчетов, построения графиков и диаграмм использовалась система электронных таблиц MS Excel и программные средства Delphi.

Обозначения и сокращения

ГИС – геофизические исследования;

НГО– нефтегазоносная область;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КС – кажущееся сопротивление (метод исследования)

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

АК - акустический каротаж

КВ – кавернометрия

ИК – индукционный каротаж

ЭЦН –электроцентробежный насос

УШГН - установка штангового глубинного насоса

Введение

Объектом исследования явились установки электроцентробежных насосов Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

Цель работы – изучить особенности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

Цель работы – установление особенностей эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора путем сравнительного детального анализа материалов геофизических исследований скважин и кернового материала.

Актуальность работы обусловлена тем, на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) используется механизированный способ эксплуатации струйными насосами, УШГН, электроцентробежными насосами в большем количестве эксплуатируется ЭЦН.

Анализируемый период берем 2013–2016 годы. В течении этих лет динамические уровни понизились в среднем на 1800 метров. Связано это с интенсивным отбором жидкости и неравномерной системой заводнения. Пластовое давление упало до 180 атмосфер. Эксплуатация электроцентробежными насосами дополнительно осложняются высоким газовым фактором.

Цель дипломной работы заключается в том, чтобы уменьшить наработку на отказ, подобрать оптимальный режим работы скважины, тем самым обеспечить надежную эксплуатацию работ установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора.

С целью подбора оборудования и оптимизации установок ЭЦН изучались индикаторные кривые по исследованию скважин с помощью прибора Микон.

ООО "Газпромнефть - Восток" необходимо использовать в периодическом фонде скважины оборудованные электроцентробежными насосами, это позволит обеспечить надежность эксплуатации оборудования. В

случаях не срабатывания программы по токовым нагрузкам, компания, используя параметры температуры и давления на приеме насоса может отключаться и запускаться. По давлению и температуре параметры забиваются в блок управления на Электон-04.

Прибор оборудован числовыми программными средствами, с помощью которых можно регулировать мощность электродвигателя. Он применим для вывода из резервного фонда на постоянный режим и/или для получения актуальной информации обоснованных параметров скважин.

Для реализации задач, поставленных в выпускной квалификационной работе рассмотрена стратиграфия верхнеюрских отложений, проведен литологический анализ пород-коллекторов и экранирующих толщ, приведена геохимическая и гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных комплексов верхней юры, проведен анализ эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения, рассмотрены методы повышения межремонтного периода и наработки на отказ установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора.

1 Общая часть

1.1 Характеристика района месторождения

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Парабельском и Каргасокском районах, является одним из крупнейших на территории Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, находящемуся в северной части Пудинского мегавала. На западе Лугинецкое куполовидное поднятие граничит с Нюрольской впадиной, на востоке - с Усть-Тымской впадиной, на северо-западе - с зоной сочленения Средневасюганского и Пудинского мегавалов.

Основная газонефтяная залежь связана с отложениями горизонтов Ю1 и Ю2. На начальных этапах исследований Лугинецкого месторождения считалось, что залежи этих горизонтов гидродинамически связаны между собой. Газонефтяной контакт (ГНК) был принят на абсолютной отметке 2222 м, водонефтяной контакт (ВНК) — 2244 м. Последующим бурением было показано, что уровни ВНК и ГНК непостоянны для всей площади. В частности, в скважине 182, пробуренной в южной части месторождения, ВНК определен на абсолютной отметке 2252 м.

Результаты испытаний горизонта Ю1 в скважине 188, пробуренной в 1994 году в северной части площади в пределах Северо-Лугинецкой структуры, также показали, что уровни ВНК и ГНК расположены здесь на существенно больших глубинах, чем в пределах собственно Лугинецкого поднятия. В то же время выполненные в пликративном варианте структурные построения по отражающему горизонту Π^3 , приуроченному к подошве баженовской свиты, свидетельствуют о том, что изогипса, проведенная на уровне ВНК основной залежи, включает и северный купол структуры II порядка, т.е. Северо-Лугинецкое поднятие.

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение представляет собой изометрическую антиклинальную раскладку размерами 30x24 км, амплитудой 160 м. Продуктивные горизонты Ю1 и Ю2 залегают на глубинах 2270 – 2340 м.

Залежи пластовые с литологическим ограничением. Резервуар выражен переслаиванием мелкозернистых песчаников и аргиллитов. Покрышкой служат глинистые породы мощностью до 200 км. Залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

Западно-Лугинецкое месторождение входит в Блок 87 в Томской области, в который также входят Нижнелугинецкое и Мыгинская площадь Шингинского месторождения, запасы которых по категориям С1+С2 составляют 11,5 млн. тонн.

Сегодня разработку активов ведет дочернее предприятие Газпромнефти - Газпромнефть-Восток. Этот проект представляет особую важность для Газпромнефть-Восток, поскольку по трубопроводу будет прокачиваться добытая на Западно-Лугинецком месторождении нефть и её последующая подготовка.

Лугинецкий район – один из крупнейших нефтедобывающих районов Томской области, начал разрабатываться с 1983 г. Добыча нефти за этот год достигло уровня 9.77 млн. тонн. В районе сосредоточены значительные разведанные запасы свободного газа и в перспективе он будет не только нефте-, но и газодобывающим. По уровню добычи газа он превосходит уровень добычи нефти.

Территория Лугинецкого НГД района уникальна по ряду особенностей, в том числе: стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает интервал от девона до валанжина; значительная концентрация ресурсов в палеозое, аналогов этому нет. Разведанные и подготовленные к разработке запасы нефти категории С1 - 77.2 млн. т. Только Лугинецкое нефтяное месторождение района – относится к классу средних и имеет начальные извлекаемые запасы 25.5 млн. т., что составляет 34% от всех запасов нефти на этой территории.

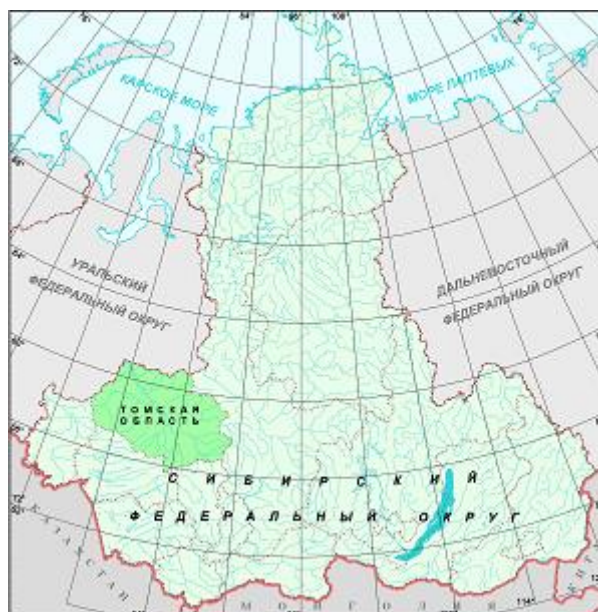


Рисунок 1 Карта расположения Лугинецкого месторождения

1.2 История освоения месторождения

Первые сведения о геологических изысканиях в исследуемом районе относятся к концу 40-х годов 20 века. Исследования, проведенные в 1947 году Западно Сибирским геологическим управлением, охватили значительную по размерам территорию и носили региональный характер. По результатам комплексной интерпретации геофизических материалов была выделена крупная положительная структура - Средневасюганский вал. Позже, сведения аэрокосмических исследований позволили уточнить строение западного и восточного склонов Средневасюганского вала и подтвердили наличие еще одной крупной 9 положительной структуры I порядка - Пудинского вала, расположенного несколько восточнее [15, 16].

В 1958-1959 гг. данные площадных сейсмических работ МОВ помогли окончательно детализировать Пудинскую структуру, установить ее формы и размеры. Параллельно с этими работами, специалистами ТТГУ и НТГУ были освоены значительные объемы геолого-геофизических исследований, направленных на поиски нефтяных и газовых месторождений в отложениях мезозоя. Были выявлены 118 локальных структур, 109 из них были подготовлены под глубокое

бурение, в результате было выявлено 26 структур содержащих промышленные залежи нефти и газа [15].

К середине 60-х годов геологическими организациями Западно-Сибирского управления были установлены основные закономерности размещения залежей УВ, выявлены нефтегенерирующие толщи, намечены наиболее благоприятные типы структур и зоны их развития. На основе изучения химического состава нефтей и газов, а также степени газоконденсата содержания на уже открытых месторождениях, была установлена зональность территории по перспективности на нефть, газ и газоконденсат. По этим данным, рассматриваемый район был отнесен к перспективным территориям на газонефтяные и газоконденсатные месторождения. Площадной сейсморазведкой Лугинецкая локальная структура была подготовлена к глубокому бурению в зимний период 1965-1966 г.г.

При испытании скважины из перфорированных интервалов 2324-2296,2 м и 2285,3-2279,2 м в 1967 году был получен промышленный фонтан газа с конденсатом (газа - 142,83 тыс.м³/сут и конденсата 27,6 т/сут) [25]. Открытие Лугинецкого газоконденсатно-нефтяного месторождения позволило выделить в южной части Томской области новый крупный нефтегазоносный район, названный Пудинским, крайне перспективным для поисков месторождений нефти и газа.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах и обработка полученных материалов проводились промыслово-геофизическими службами НТГУ и ТТГУ. Первые испытания скважин осуществлялись ВНР и КНР экспедициями, бурившими разведочные скважины, с привлечением специалистов Северо-Кавказского филиала ВНИИГАЗ-а, осуществлявших газоконденсатные исследования скважин. В связи с открытием Лугинецкого месторождения были составлены проект поисково-разведочного бурения (1967 г.), где предусматривалось бурение 8 скважин, и проект разведочного бурения (1968 г.), где

предусматривалось бурение 10 скважин [25]. Первые анализы проб газа, нефти, конденсата и пластовой воды производились в лаборатории НТГУ. По результатам проведенных за период с 1967 по 1968 гг. геологоразведочных работ в юго-западной части структуры была открыта нефтяная оторочка, проведена геометризация массивно-пластовой залежи пласта, обоснованы расчетные параметры и построена геологическая модель месторождения [25].

Все подсчетные параметры и балансовые запасы газа, конденсата и нефти обосновывались для всей верхнеюрской продуктивной толщи, индексируемой, как пласт Ю 1-3, разделенной лишь на водоносную, нефтенасыщенную и газонасыщенную части. Причем запасы свободного газа и конденсата утверждены в пределах внешнего контура газоносности, а запасы нефти только на площади, разбуренной разведочными скважинами, из которых получены промышленные притоки нефти. На остальной площади запасы нефти и растворенного газа из подсчета исключены ввиду их непромышленного значения [25].

С 1983 г. ведется эксплуатационное разбуривание нефтяной оторочки, работы продолжают и по настоящее время [20]. С самого начала разработки месторождения проектные показатели не выполнялись из-за отставания разбуривания в виду быстрого изменения представлений о геологическом строении месторождения [25]. Начиная с 1984 года в пределах Лугинецкой площади коллективом авторов (Фирсова Т.К., Соловьев С.Н. и др.) ПО «Сибнефтегеофизика» проводятся детальные сейсморазведочные работы МОГТ, с целью оптимизации эксплуатационного бурения, и сейсморазведка на сейсмолитмологической основе. В 1984-1985 г.г. в пределах Лугинецкого поднятия выполнялись рекогносцировочные работы. В результате проведенных исследований были установлены дополнительные антиклинальные перегибы и намечена зона возможного расширения контура нефтегазоносности [21].

По горизонту Ю 1 по пласту Ю2 построены схемы перспектив нефтегазоносности [25]. В 1987-1988 г.г. одновременно с Лугинецким поднятием детализированы и подготовлены к бурению 3 структуры спутника в юго-восточной и западной частях района. Параллельно с работами на близлежащих площадях уточнялось строение Лугинецкого поднятия. К глубокому бурению подготовлена Барьерная структура (по горизонту Ф2). Выявлены и рекомендованы к детализации несколько приподнятых участков по кровли доюрских отложений, расположенных в разных фациальных зонах. В результате проведенных исследований были составлены карты динамических параметров в интервале всего горизонта Ю1 и пласта Ю2 . В первые анализ изменения физико-литологических характеристик по отдельным пластам был проведен Г.М. Волощуком [25]. В верхнеюрском разрезе им были выделены пласты Ю41 Ю 3 2 1 0 5 1 , Ю 1 , Ю 1 , Ю 1 . По каждому из выделенных пластов были детально рассмотрены их литолого-петрографические характеристики, на основании изменения которых сделаны выводы об условиях формирования каждого отдельно взятого пласта. Все полученные сведения литолого-петрофизических исследований керн проходили статистическую обработку по программе «STATGRAF». В результате проводимых исследований была дана оценка изменения физических параметров в условиях близких к пластовым и сформирован банк данных по петрофизическим параметрам Результаты исследований рекомендованы и частично использованы при интерпретации данных геофизики и подсчете запасов 1992 года [26].

Во многих скважинах, где были получены притоки безводной нефти, отмечалось низкое значение удельного электрического сопротивления пластов (3,4-5,1 Ом.м), характерное для водонасыщенного коллектора. В результате проведенного исследования авторами были установлены причины аномальности промыслово геофизических характеристик пластов, насыщенных нефтью. Основной причиной этого явления

послужило присутствие минералов-полупроводников, представленных сульфидами, окислами титана и гидроокислами железа.

На сегодняшний день по Лугинецкому месторождению накоплен достаточно большой объем материалов и результатов аналитической обработки.

2 Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Лугинецкого месторождения принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, промежуточного комплекса и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Мезо-кайнозойские отложения

На размытой поверхности доюрских образований залегает мощная толща осадочных пород мезокайнозоя. Полный разрез осадочного чехла вскрыт скважиной №6, где его толщина достигает 2683 м.

Мезо-кайнозойские отложения представлены юрской, меловой, палеогеновой, четвертичными системами.

Домезозойские образования.

На площади работ породы фундамента вскрыты скважиной №6, представлены темными кайнотипными вулканическими базальтами, плотными, подверженными метаморфизму. Толщина составляет 2859 м.

Юрская система

Отложения системы развиты повсеместно и представлены тремя отделами. Осадки нижнего и среднего из них образуют континентальную толщу тюменской свиты, сложенную чередованием аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых и песчаников мелкозернистых, плотных, преобладающих в верхней части свиты, где выделяется пласт Ю₂. Для отложений свиты характерно углистость и пиритизация органики. Толщина свиты 419 м.

В составе верхней юры выделяется васюганская, георгиевская и баженовская свиты, представленные преимущественно породами морского и прибрежно-морского генезиса.

Васюганская (наунакская) свита (келловей+оксфорд) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части преобладают песчаники серые и светло-серые, глинистые, прослоями известковистые, нефтенасыщенные. Алевролиты серые, реже известковистые.

В верхней части разреза в основном преобладают аргиллиты темно-серые и серые, плотные, часто алевролитовые. С песчаниками васюганской свиты связана промышленная нефтеносность описываемого месторождения (регионально нефтеносный горизонт Ю₁ – пласты Ю₁¹ и Ю₁²). Толщина 53–72 м. Кимеридж представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными, зеленоватыми с глауконитом, известковистыми. Толщина от 1 до 6,9 м.

Меловая система

Отложения этой системы развиты повсеместно и представлены осадками всех ярусов обоих отделов.

Нижний отдел включает осадочные образования мегионской, вартовской и низов покурской свит.

Вартовская свита представляет собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов морского и прибрежно-морского генезиса.

В пределах Лугинецкого месторождения эти пласты водоносные и нет их четкого разделения, так как опесчаниваются прослой аргиллитов, залегающих между ними. Толщина осадков 385–425 м.

Нижняя часть покурской свиты представлена переслаиванием песчано-глинистых разностей, причем более плотные из них приурочены в основном к низам свиты (аптский ярус), где выделяется регионально прослеживаемая пачка глин. Толщина нижней части около 545–610 м. Верхний отдел меловой системы включает в себя отложения верхней части свит.

Палеогеновая система

На отложениях меловой системы согласно залегает мощная толща морских и континентальных осадков палеоценового, эоценового и олигоценового отделов.

Палеоцен соответствует талицкой свите, сложенной морскими глинами темно-серыми, почти черными, алевролитистыми, местами опоковидными, песками и алевролитами, кварцевоглауконитовыми. Толщина отложений свиты 78–100 м.

Четвертичная система

На размытой поверхности континентального палеогена залегают породы четвертичной системы, сложенные аллювиально-озерными, пойменными осадками и образованиями надпойменных террас.

2.2 Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие породы, слагающие, как установлено ранее, три структурно-тектонических этажа (СТЭ).

Нижний сложен эффузивными, изверженными, сильно дислоцированными осадочными метаморфизованными породами. Эти образования составляют складчатый фундамент и отвечают геосинклинальному этапу развития Западно-Сибирской плиты.

Промежуточный этаж пермско-триасового времени представлен породами парагеосинклинального генезиса, отличающийся меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. И верхний, мезозойско-кайнозойский комплекс, типично платформенный, сложен мощной толщей осадочных образований, сформированных в условиях длительного и устойчивого прогибания фундамента Западно-Сибирской плиты. Этот комплекс отложений изучен, в том числе и глубоким бурением, наиболее полно, слагающие его породы образуют собственно осадочный чехол плиты и с ним связаны основные выявленные промышленные скопления углеводородов.

На тектонической схеме мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты изучаемый район входит в состав Александровского мегавала – структуры 1 порядка. В структурном плане мегавал линейно вытянут в субмеридиональном простирании, имеет размеры 20–80 X 300 км и ограничен с запада, северо-запада – Колтогорским и Верхне-Аганским мегапрогибами, а с востока, юго-востока, Восточно-Александровским мегапрогибом и Усть-Тымской впадиной – отрицательными структурными элементами 1 порядка.

Не смотря на то, что каждый из шести продуктивных пластов представлен самостоятельной залежью, по которой посчитаны запасы УВ, все

они характеризуются едиными уровнями газо-жидкостных контактов, что позволяет рассматривать всю песчано-алевролитовую толщу верхнеюрского отдела, как единый массивно-пластовый резервуар.

Структуры 2 порядка, в свою очередь, также осложняются многочисленными более мелкими локальными поднятиями, но уже третьего порядка. Размеры и форма их весьма разнообразны: от 2х7 км до 5х23 км. С наличием последних и связаны практически все выявленные промышленные скопления нефти в пределах Александровского нефтегазоносного района. В центральной и южной частях Лугинецкого мегавала в пределах его Охтеурского куполовидного поднятия и Криволуцского вала на Вахском и Чебачьем локальных поднятиях открыты одноименные месторождения нефти в отложениях верхней юры.

В северной части мегавала, на Колик-Еганском валу, в границах Синторского локального поднятия также в юрских отложениях выявлено Хохряковское месторождение нефти. И, наконец, в юго-восточной части Александровского мегавала, на южном продолжении Колик-Еганского вала, на так называемой Лабазной группе локальных поднятий в отложениях васюганской свиты верхней юры было установлено наличие промышленных скоплений нефти на изучаемом Лугинецком месторождении. В дальнейшем по данным глубокого бурения и сейсмики было высказано предположение, что Лабазная группа поднятий, очевидно, тяготеет к юго-восточному продолжению Колик-Еганского вала, так как четкого прогиба между Сикторской и Лабазной группами локальных поднятий не зафиксировано.

Сикторская структура (Лугинецкое месторождение) по кровле пласта Ю₂ (тюменская свита) оконтуривается изогипсой 2400 м. Амплитуда ее 160 м (наивысшая отметка 2240 м). Структура имеет субмеридиональное простирание. Размер структуры 38,0х12,0 км.

По кровле коллекторов пласта Ю₁²⁺³ Сикторская структура оконтуривается изогибсой – 2400 м. Структурные построения четкие. Амплитуда – 100 м. Размеры 62,0х12,0 км. Простирание субмеридиональное.

Это типичная брахиантиклинальная складка довольно правильной конфигурации. В сводовой части структуры выделяются две вершины: довольно больших размеров в южной части и несколько меньше – в северной части. Оконтуриваются они изогибсами 2300 и 2320 м. Восточное крыло несколько положе западного.

По кровле пласта Ю₁¹ структурный план повторяет план пласта Ю₁², однако, несколько расширяется площадь сводовых частей. Структура оконтуривается изолинией – 2400 м. Простираение субмеридиональное. В целом, рассматриваемые структурные планы по пластам имеют довольно спокойный характер. Структурные планы довольно четко сохраняются, что свидетельствует об унаследованном характере развития.

2.3 Строение залежей нефти

Залежь пласта ЮВ₁¹

Залежь пласта ЮВ₁¹ представлена чередованием пористо-проницаемых пород и плотных пород, сложенных песчаниками, алевролитами, глинами. Вскрыт пласт 18 разведочными скважинами, в разрезе которых встречается от 1 до 4 проницаемых пропластков общей толщиной до 16 м. Нефтенасыщенные толщины выделены по данным ГИС. Нефтеносность их подтверждена испытанием скважины 12.

По результатам бурения пласт Ю₁¹ характеризуется относительной невыдержанностью коллекторов как по площади, так и по разрезу. Так в 6, 7, 8 блоках (северная часть) наблюдается полная глинизация песчаных коллекторов. Та же картина наблюдается во 2 блоке (южная часть).

Пласт Ю₁¹ испытан в 2 скважинах (№4, 12), скважина №4 оказалась за контуром нефтеносности. В скважине 12 пласт Ю₁¹ опробован совместно с пластом Ю₁²⁻³. Получен фонтанирующий приток нефти 6,8 м³/сут. (на 3 мм штуцере).

Водо-нефтяной контакт в пределах Ю₁¹ (по промыслово-геофизическим данным) не отбивается.

Во всех скважинах (за исключением скважин, где пласт ЮВ₁¹ – водоносный и заглинизирован) песчаники пласта Ю₁¹ нефтенасыщены до подошвы. Самая низкая отметка подошвы коллектора пласта Ю₁¹, до которой отмечено нефтенасыщение – 2363,9 (скважина 12). Самая высокая отметка кровли коллектора, где он водонасыщен – 2411,9 (скважина 3).

Таким образом, по данным опробования и результатам интерпретации БКЗ нефтенасыщение во всех скважинах (за исключением 3, 4, 20 скважин) отмечено до подошвы коллекторов (самая низкая отметка – 2362,4 м в скважине 12), до этой отметки доказана и промышленная нефтеносность в этой же скважине – получен фонтанирующий приток нефти дебитом 6,8 м³/сут (на 3 мм штуцере).

Самая высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора отмечена в скважине 3 – 2412,0 м.

В связи с тем, что пласты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ гидродинамически взаимосвязаны и объединены в горизонт Ю₁, представляющий резервуар для единой залежи, водо-нефтяной контакт для верхнего подсчетного объекта (пласт Ю₁¹) принят единым с нижележащим подсчетным объектом (пластом Ю₁²⁺³) на отметке-2386 м.

Контур нефтеносности при отметке ВНК – 2386 м площадь по подсчетному объекту Ю₁¹ Лугинецкого месторождения равна 41,5 км². Высота залежи – 47,3 м.

Залежь Пласта Ю₁²⁺³.

Пласт Ю₁²⁺³ представлен монолитным песчаником, глинами и является основным объектом разработки Лугинецкого месторождения.

Подсчетный объект Ю₁²⁺³ на Лугинецком месторождении вскрыт 25 разведочными скважинами на глубинах 2300-2526 м.

По результатам бурения и каротажа пласт Ю₁²⁺³ имеет довольно однородное строение в кровле и выдержан по мощности как по разрезу, так и по площади. Однако общая мощность его изменяется от 23,2 до 56 мк сводовой части структуры.

В пределах внутреннего контура нефтеносности пробурено 14 скважин (16, 11, 58п, 14 р, 7, 56 р, 2, 54, 55, 6, 5, 57п, 9 р, 61п). В межконтурной части пробурено 7 скважин (1, 17, 10, 16, 13, 20, 12). За контуром нефтеносности пробурено 4 скважины (3, 15, 8). Пласт Ю₁²⁺³ на Лугинецком месторождении опробован в 14 скважинах (№2, 3, 5, 6, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20).

Промышленная нефтеносность пласта Ю₁²⁺³ доказана в 10 скважинах при раздельном опробовании (2, 5, 6, 9, 11, 14, 16, 17, 18, 20) и при совместном опробовании с пластом Ю₁¹ в скважине 12. Дебиты нефти колеблются от 7,0 м³/сут (на 3 мм штуцере) в скважине 14 до 110 м³/сут (на 8 мм штуцере) в скважине 16. Водо-нефтяной контакт в пределах песчаного коллектора не отбивается. В 11 скважинах песчаные пласты нефтенасыщены до подошвы (№2 – 2362,6 м, №5 – 2361,3 м, №6 – 2350,2 м, №7 – 2367,2 м, №9 – 2371,6 м, №11 – 2370,6 м, №14 – 2371,7 м, №16 – 2385,9 м, №57п – 2350,4 м, №58п – 2373,2 м, №61п – 2362,4 м). В четырех скважинах водо-нефтяной контакт проходит внутри плотных пропластков: скважина №1 – 2386,3–2388,1 м, №12 – 2386,7–2389,7 м, №13 – 2382,9–2385,1 м и №17 – 2383,2–2384,8 м. В четырех скважинах песчаники водонасыщены с кровли: скв. №3 – 2422,1 м, №4 – 2417,4 м, №8 – 2392,6 м, №15 – 2402,8 м.

Таким образом, самая низкая отметка подошвы пласта, до которой отмечено нефтенасыщение – 2382,7 м в скважине 16 и самая высокая отметка, с которой кровля песчаников водонасыщена – 2382,7 м в скважине 8. Притоки безводной нефти получены с отметок – 2358,6 м (скв.2), –2361,9 м (скв.5), – 2345,9 м (скв.6), –2354,6 м (скв.7), –2353,6 м (скв.9), –2351,9 м (скв.11), – 2361,8 м (скв.16).

При совместном опробовании пластов Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ в скв. 12 с отметок – 2348,7–2379,8 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 6,8 м³/сут (на 3 мм штуцере). В скважине 14 с отметок – 2371 м получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 7,0 м³/сут (на 3 мм штуцере).

В скважине 17 (в интервале абс. отметок – 2382–2385 м) в интервале абс. отметок – 2373,0–2387,0 м получено 1,2 м³/сут нефти и 1,5 м³/сут воды при Н_{дин}

– 735 м, что не противоречит принятому ООО "Газпромнефть- Восток". По химическому составу (минерализация 8018мг/л) это фильтрат бурового раствора и пластовой воды.

В скважине 13 в интервале абс. отметок – 2362,3–2378,3 м получена пластовая вода дебитом 1,2 м³/сут с пленкой нефти (при Н_{дин}–1160 м), подошва пласта – 2401,3 м. Подача воды возможно из второго ствола, в котором водоносные пласты не изолированы.

В скважине 16 при опробовании пласта Ю₁² в интервале абс. отметок – 2376,7–2384,7 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 2,5 м³/сут (на 3 штуцере). На забое отмечено наличие пластовой воды. Пласт Ю₁² нефтенасыщен до абс. отметок – 2385,9 по данным геофизики. Поступление воды возможно из нижележащего интервала из-за некачественного цементаж эксплуатационной колонны.

Таким образом, по данным опробования и материалам промысловой геофизики водо-нефтяной контакт по пласту Ю₁²⁺³ Лугинецкого месторождения принят в интервале абс. отметок – 2384,8–2386,6 м. Среднее значение по залежи – 2386 плюс-минус 8 м. Приток безводной нефти получен с абс. отметки – 2379,7 м (скважина 12).

В целом залежь горизонта Ю₁ имеет размеры 10,5х18,6 км. Высота залежи 71 м. Залежь – пластовая сводовая с элементами литологического экранирования по отдельным пропласткам и пласту Ю₁¹.

Залежь пласта Ю₂.

Пласт Ю₂ развит в сводовой части структуры и вскрыт тремя разведочными скважинами (56 р, 58п, 61п). Представлен чередованием песчаников и аргиллитов.

Подсчетный объект Ю₂ вскрыт на глубинах 2363,7–2410 м.

По результатам бурения пласт Ю₂ характеризуется невыдержанностью коллекторов как по площади, так и по разрезу. В разрезе встречается от 1 до 5 проницаемых пропластков. Общая мощность пласта колеблется от 12 до 23 м.

Самая эффективная толщина отмечена в сводовой части структуры 10,4 м (скважина 55), 21,3 м (скважина 60). Нефтенасыщенные толщины выделены по данным ГИС. Нефтеносность подтверждена испытанием скважин 56, 61.

В пределах внутреннего контура пробурена скважина 56. Скважины 12, 9, 7, 14 пробурены за контуром нефтеносности. В скважинах № 2, 6, 5, 57 пласт Ю₂ заглинизирован.

Пласт Ю₂ испытан в 2 скважинах (56, 61), доказана его промышленная нефтеносность.

В скважине 56 с интервала глубин 2448–2452 м (а.о. – 2376,5–2379,5 м) получен приток нефти дебитом 19,3 м³/сут. В скважине 61 с интервала глубин – 2436,5–2441 м (а.о. – 2387–2392,5) получена нефть с водой дебитом 21 м³/сут. Водно-нефтяной контакт как и для пластов Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ принят на отметке – 2386 м, что подтверждается результатами испытания. Приток безводной нефти получен с абс. отметки – 2379,5 (скважина 56).

Площадь нефтеносности подсчетного объекта Ю₂ при принятой отметке ВНК – 2386 м в пределах внешнего контура равна 45 км². Высота залежи 18 м. Залежь пластовая, с элементами литологического экранирования.

В сводовой скважине при опробовании в интервале 2306–2314 м (а.о. 2240,3–2248,3 м) получен приток пластовой воды (16 м³/сут) и нефти (0,1 м³/сут) при Н_{дин} – 1127 м. В остальных скважинах (9, 11, 14, 54, 55) получена пластовая вода.

2.4 Свойства и состав нефти и нефтяного газа Лугинецкого месторождения

Характеристика пластовых газонасыщенных нефтей Лугинецкого месторождения изучена на образцах глубинных проб из скважин пласта ЮВ₁¹⁻²⁻³ и пласта ЮВ₂. Фракционный состав и физико-химические свойства разгазированных нефтей определены по данным анализа 18 проб из 13 скважин пласта ЮВ₁¹⁻²⁻³ и 2 проб из 2 скважин пласта ЮВ₂. Отбор и исследование нефтей пласта ЮВ₁ проводились службами Центральной лаборатории

Глубинные и поверхностные пробы нефти пласта ЮВ₂ исследовались при доразведке залежей. Выполнены: обработка, систематизация и обобщение результатов комплексных исследований нетей и нефтяных газов с целью подготовки исходной информации для составления технологических схем разработки и обустройства месторождения.

Глубинные пробы пластовой нефти отбирались из фонтанирующих скважин с помощью глубинных пробоотборников типа ПД-3М и ВПП-300. Методическое обеспечение исследований соответствовало требованиям отраслевого стандарта ОСТ 39–112–80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Поверхностные пробы нефти отобраны с устья скважин. Анализ проб выполнен по стандартным типовым методикам, обязательный перечень которых с указанием действующих ГОСТов приведен в документе ОСТ 39–112–80.

Компонентный состав нефтей и нефтяных газов исследован методами газо-жидкостной хроматографии на аппаратуре типа ЛХМ-8МД, ЦВЕТ-100 и ХРОМ-4. Концентрация компонентов пластовой газонасыщенной нефти определена по методу материального баланса на основании результатов анализа составов разделенных фаз.

Средние значения физических свойств пластовых нефтей в условиях пласта и при различных способах разгазирования представлены в таблице 1.

Как следует из данных таблицы 1 нефти юрских отложений находятся в условиях повышенных пластовых давлений (24 МПа) и температур (83⁰С). Нефть недонасыщена газом, давление насыщения значительно ниже пластовой и по разрезу изменяется в диапазоне от 7,3 до 12,5 МПа, причем степень недонасыщенности заметно выше у нефтей пласта ЮВ₂. Газосодержание нефтей соответствует средним значениям по рассматриваемому нефтегазодобывающему району в целом и составляет 109 м³/т и 75 м³/т соответственно для пластов ЮВ₁ и ЮВ₂. В условиях пласта и на поверхности нефти легкие и маловязкие. Вязкость пластовой нефти составляет 0,9–1,0 МПа·с. Значение газового фактора, плотности выделившегося газа и

разгазированной нефти при дифференциальном (ступенчатом) способе разгазирования приведены по отдельным скважинам и по залежам в целом в таблице 2.1.

В составе пластовых нефтей молярная концентрация метана составляет 21–27%, концентрация его гомологов группы $C_2H_6 - C_5H_{12}$ колеблется около 25%. Нефтяной газ метанового типа, относительно жирный. В зависимости от способа разгазирования пластовой смеси средняя молярная концентрация метана в газе меняется от 52 до 74%.

Несмотря на некоторые отличия (по данным анализов плотность нефти пласта ЮВ₂ несколько выше), разгазированные нефти обеих залежей однотипны и однозначно характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, маловязкие, легкие, с объемным содержанием светлых фракций до 300⁰С около 50%. Технологический шифр нефтей – 1 Т₁П₂.

Имеющаяся информация о температуре застывания разгазированных нефтей крайне ограничена и ее достоверность вызывает сомнения из-за присутствия воды в исследуемых пробах. Наиболее вероятная температура потери подвижности нефти – от минус 5 до плюс 2⁰С, что может служить причиной осложнений при транспорте продукции скважин.

Ввиду отсутствия достоверной информации о реологическом поведении продукции скважин при различных режимах движения жидкости (экспериментальные исследования в период разведки и доразведки не проводились), вязкость и плотность водонефтяных смесей в зависимости от температуры определены с помощью расчетных методов на основании известных физико-химических свойств и фракционного состава безводных нефтей. Оценка величины вязкости выполнена для режима, при котором градиент скорости сдвига не ниже 200 С⁻¹. Для уточнения реологических характеристик водонефтяных смесей в области пониженных температур (около 0⁰С) рекомендуется в процессе опытно-промышленной эксплуатации выполнить комплекс лабораторных исследований реальных промысловых эмульсий с учетом фактических условий их движения.

В связи с тем, что разгазированные нефти пластов ЮВ₁ и ЮВ₂ однотипны и имеют близкие значения физико-химических параметров, характеристику водонефтяных смесей на стадии проектирования рекомендуется принять для месторождения в целом.

Приводимые в таблицах сведения о свойствах нефти и газа при дифференциальном разгазировании ориентированы на принципиальную схему обустройства, включающую термохимическую подготовку обводненной продукции скважин и следующие условия сепарации на ступенях:

- 1 ступень – давление 0,8 МПа, температура 13⁰С;
- 2 ступень – давление 0,5 МПа, температура 40⁰С;
- 3 ступень – давление 0,25 МПа, температура 15⁰С;
- 4 ступень – давление 0,103 МПа, температура 15⁰С.

Для составления технологической схемы разработки и обустройства месторождения в качестве исходных данных рекомендуется принять параметры нефти и нефтяного газа, определенные для условий дифференциального (ступенчатого) разгазирования пластовой газонасыщенной смеси. Численные значения параметров, приведенные к стандартным условиям (0,1 МПа, 20⁰С), представлены в таблицах настоящего раздела.

2.5 Выводы по геологическому строению

1. Отложения горизонта ЮВ₁ формировались в условиях флювиальной дельтовой равнины и характеризуются сильной лито-фациальной изменчивостью. Для пласта ЮВ₁¹ характерна глинизация пород. Из-за ограниченности керна судить об условиях формирования и характере распространения пласта ЮВ₂ крайне сложно.

2. Коллекторами пласта ЮВ₂ являются мелкозернистые, плохо отсортированные песчаники, с невысокими значениями глинистости и карбонатности, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными

параметрами. Среднее значение пористости составляет 15,1%, проницаемости – $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, водоудерживающей способности – 55,5%.

3. Наиболее неоднородными по своим гранулометрическим характеристикам являются отложения пласта ЮВ₁². Коллекторами являются крупнозернистые алевролиты и мелко-, мелко-среднезернистые и среднезернистые песчаники. Алевролиты имеют подчиненное значение. Наибольшим распространением пользуются мелко-, мелко-среднезернистые песчаники среднеотсортированные с невысокой глинистостью и карбонатностью. Среднезернистые песчаники встречаются, в основном, в средней части пласта, имеют малую толщину и развиты в разрезе многих скважин в пределах нефтяной части залежи. При визуальном изучении керн в них удалось установить наличие зон ослабленной цементации, а при детальном микроскопическом описании в таких песчаниках наблюдались крупные поры, не заполненные или частично заполненные каолинитом, иногда сообщающиеся между собой. Такие песчаники характеризуются относительно высокими значениями коллекторских свойств ($K_{пр}$ до $101 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). На месторождении выделена зона возможного развития таких песчаников. В процессе разработки месторождения в них будут формироваться трещины в связи с влиянием разнообразных гидродинамических процессов. Возможно, что это будет способствовать более быстрому освоению залежи.

4. Продуктивная часть пласта ЮВ₁¹ сложена крупнозернистыми алевролитами, среднеотсортированными, с высоким содержанием пелитовой фракции до 19,6%, со средними значениями: пористости – 17,3%, проницаемости – $4,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, водоудерживающей способности – 49,5%.

5. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов ЮВ₁² характеризуются следующими значениями: пористость от 10,9 до 24,3%. Проницаемость изменяется в пределах от $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $101 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

6. Установлена зависимость проницаемости с гранулометрической характеристикой пород-коллекторов, в частности, с содержанием песчано-

алевритовой фракции. С ее увеличением возрастает значение коэффициента проницаемости.

При проведении рентгеноструктурного анализа была установлена прямая связь между содержанием каолинита в цементе и проницаемостью. Содержание набухающих монтмориллонитовых пакетов в составе смешано-слоистых глинистых минералов не более 30%, то есть набухаемость в породе не выше 0,2%. Это свидетельствует о том, что в процессе разработки их влияние на изменение фильтрационно-емкостных характеристик пласта будет минимальным.

3. Технологическая часть

3.1 Проектное решение по разработке месторождения

Лугинецкое нефтяное месторождение введено в разработку в 1983 году на основании «Технологической схемы разработки», составленной СибНИИНП и утвержденной 18.05.1978 года протоколом ЦКР МНП № 621. Промышленная нефтеносность связана с юрскими горизонтами ЮВ₁ и ЮВ₂, разрабатываемых совместно как единый эксплуатационный объект.

В основу проектных решений были положены сведения о бурении 15 разведочных скважин, 12 из которых располагались в пределах контура нефтеносности.

Первоначальные запасы утверждены в ГКЗ СССР в 1976 году и составляли:

- балансовые по категориям – С₁ – 151,8 млн.т, С₂ – 5.7 млн.т;
- извлекаемые по категориям – С₁ – 48,6 млн.т, С₂ 1,8 млн.т.

Проектный коэффициент нефтеотдачи – 0,32.

Основные проектные решения утвержденного «Технологической схемой» варианта разработки следующие:

- выделение одного эксплуатационного объекта разработки – горизонта ЮВ₁;
- общий проектный фонд скважин – 472, в том числе 269 добывающих, 123 нагнетательных и 80 резервных;
- размещение скважин по сетке 600 х 600 м с площадным заводнением;
- проектный уровень добычи нефти 1,7 млн.т/год;
- максимальная добыча жидкости 2,2 млн.т/год;
- максимальный объем закачки воды 3,4 млн. м³/год;
- давление на устье нагнетательных скважин – 14 МПа;
- давление на забое добывающих скважин – 15 МПа;

- диаметр эксплуатационных колонн – 146.

В 1986 году принято решение об изменении *площадной* системы заводнения на *трехрядную*. Основной проектный фонд остался без изменения: 392 скважины, 97 нагнетательных, 295 добывающих скважин.

При проведении буровых работ в том же году был выделен и оконтурен горизонт ЮВ₂. Принято решение о бурении дополнительных 12 скважин на этот пласт.

С целью сокращения объемов попутно добываемой воды и улучшения характеристик вытеснения, в 1988 году предложено пробурить на горизонт ЮВ₁ дополнительно 89 скважин в зонах стягивающих рядов (протокол ЦКГР п/о НВНГ №140 от 15.02.88 г.).

В 1990 году на основании результатов геолого-промыслового анализа работы скважин и детальных технико-экономических расчетов составлена «Дополнительная записка к технологической схеме разработки». В результате обоснования экономической целесообразности оптимизации плотности сетки скважин было рекомендовано бурение дополнительно 172 скважины.

В процессе эксплуатации Лугинецкого месторождения появились новые данные о фильтрационно-емкостных свойствах и распространении продуктивных горизонтов и пластов. Отмечается расширение контура нефтеносности горизонта ЮВ₁ в восточной части месторождения. На Центральном и Северном поднятии выявлена новая залежь горизонта ЮВ₂. На основании пересчета запасов нефти и по результатам эксплуатации приконтурных скважин ринято решение об отмене бурения 10 и размещения 55 дополнительных скважин.

В связи с неоднократным уточнением проектных решений и появлением дополнительной информации о геологическом строении продуктивных пластов подготовлено «Дополнение к технологической схеме разработки Лугинецкого месторождения». Основные проектные решения (протокол ЦКР №1877 от 20.09.1995 г.) - принятого **2а варианта** разработки (коэффициент нефтеизвлечения достигает 0.32) изложены ниже:

- общий проектный фонд скважин составляет 692 ед., в том числе 469 добывающих и 223 нагнетательных скважины;
- бурение новых скважин: 71 добывающая, 39 нагнетательных скважин основного и 121 скважина резервного фонда;
- предусмотрена интенсификация системы заводнения путем организации блочно-замкнутых элементов разработки;
- проведение ГТМ по интенсификации добычи нефти из пробуренного фонда, включая кислотные обработки и дострел нефтенасыщенных толщин горизонта ЮВ₂ в 84 добывающих и 59 нагнетательных скважинах;
- средняя плотность сетки скважин – 20,3 га/скв;
- проведение работ по гидроразрыву пласта (ГРП) на 94 скважинах;
- организация пробной эксплуатации горизонта ЮВ₂ – на 35 добывающих скважинах основного, 20 скважинах резервного фонда и на 33 нагнетательных скважинах;
- проектный уровень добычи нефти – 1,97 млн.т/год;
- максимальный объем закачки воды 4,8 млн. м³/год;
- максимальная добыча жидкости 2,86 млн.т/год;

В связи с уточнением геологического строения горизонта ЮВ₂, по согласованию с авторами проекта, были внесены изменения в схему размещения проектных скважин на этот объект.

В настоящее время на Лугинецком месторождении реализована пятирядная система разработки. Особенность ее в том, что расстояние между нагнетательными и первым рядом добывающих скважин в два раза больше, чем расстояние между внутренними рядами добывающих скважин. Преимуществом такой системы разработки является то, что наряду с увеличением коэффициента охвата, уплотнение зоны стягивания в процессе разработки приводит к снижению водонефтяного фактора, улучшаются характеристики вытеснения.

3.2 Сопоставление проектных и фактических показателей добычи Лугинецкого месторождения в 2016 году

Сравнение проектных и фактических показателей изложены в таблице 1.

Таблица 1 Сопоставление проект-факт по Лугинецкого месторождению на 2016 год

Наименование показателей	Ед. изм.	План	Факт
Добыча нефти всего	тыс. т	1215	3498,2
в т.ч. из новых		0	8,0
Добыча жидкости всего	тыс. т	2550	5475,6
в т.ч. из новых		0	16,9
Закачка воды	тыс. м ³	4100	8097,5
Фонд добывающих скважин	шт.	475	500
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	430	358
Фонд нагнетательных скважин	шт.	150	220
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	140	180
Средний дебит скважин			
по жидкости	т/сут.	15,9	45,7
по нефти	т/сут.	6,9	27,0
Средняя обводненность	%	52,4	34,8
в т.ч. новых скважин	%	0	47,0
Средняя приемистость	м ³ /сут	72,0	142,0

На рис. 1 и 2 приведена динамика основных технологических показателей разработки Лугинецкого месторождения за 2016 год и карта текущего состояния разработки объекта ЮВ₁ на 01.2017 г.

3.3 Фонд добывающих скважин и показатели его эксплуатации в 2016 году

Изменение структуры фонда добывающих скважин приведено в табл.2.

Таблица 2 Динамика фонда добывающих скважин Лугинецкого месторождения

Характер скважин	Состояние	на 1.01.16	на 1.01.17
Добывающие	Всего	565	549
	Действующий	370	373
	В бездействии	136	125
	В освоении	1	0
	Эксплуатационный	508	499
	В консервации	43	28
	В пьезометре	13	10
	В ожидании ликвидации	2	3
	Ликвидировано	2	3
	Действующие	155	185
	В бездействии	27	33
	В освоении	10	5
	Эксплуатационный	190	221
	В консервации	4	4
	В пьезометре	4	4

По состоянию на 01.01.2017 года на Лугинецком месторождении насчитывалось 549 добывающих скважин (см. табл. 3.2.). При этом эксплуатационных нефтяных скважин – 499 (91,0%), действующих – 373 (68,1%). По сравнению с прошлым годом действующий увеличился на 3 скважины.

В 2016 году по разным причинам в неработающий фонд выбыло 29 скважин. Суммарные суточные потери по нефтяным скважинам, выбывшим в неработающий фонд, составили 192,4 тонн по нефти и 994,7 тонны по жидкости. Средний дебит нефти и обводненность составили 6,7 т/сут. и 80,6% соответственно.

Ниже в таблице 3 приведено распределение скважин действующего фонда, выбывшего в 2016 году в неработающий фонд по дебиту нефти и обводненности.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2017 года в действующем добывающем фонде находится 373 скважины.

Таблица 3 Распределение действующего фонда скважин выбывшего в неработающий фонд в 2016 году

Дебит нефти, т/сут.	Обводнённость, %					Итого
	0 – 10	10 – 30	30 – 60	60 – 80	80 – 100	
0 – 3	3	2	1	0	10	16
3 – 5	0	0	0	0	1	1
5 – 10	0	0	1	2	2	5
10 – 20	2	1	0	0	1	4
20 – 40	1	0	1	1	0	3
Итого	6	3	3	3	14	29

Таблица 4 Распределение действующего фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности за 2016 год

Дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %					Итого
	0 – 10	10 – 30	30 – 60	60 – 80	80 – 100	
0 – 10	2	8	8	5	3	26
10 – 20	6	13	7	7	10	43
20 – 50	24	51	33	17	17	142
50 – 80	8	36	22	27	19	112
80 – 100	6	9	5	4	4	28
100 – 150	4	3	9	0	2	18
150 – 200	0	1	0	1	2	4
200 – 250	0	0	0	0	0	0
250 – 300	0	0	0	0	1	1
Итого	50	121	84	61	58	374

С дебитом жидкости более 80 т/сут. работают 51 скважина (13,6%), из них 23 скважины (45,0%) работают с обводненностью ниже 30%, и только 9 скважин имеют обводненность выше 80%.

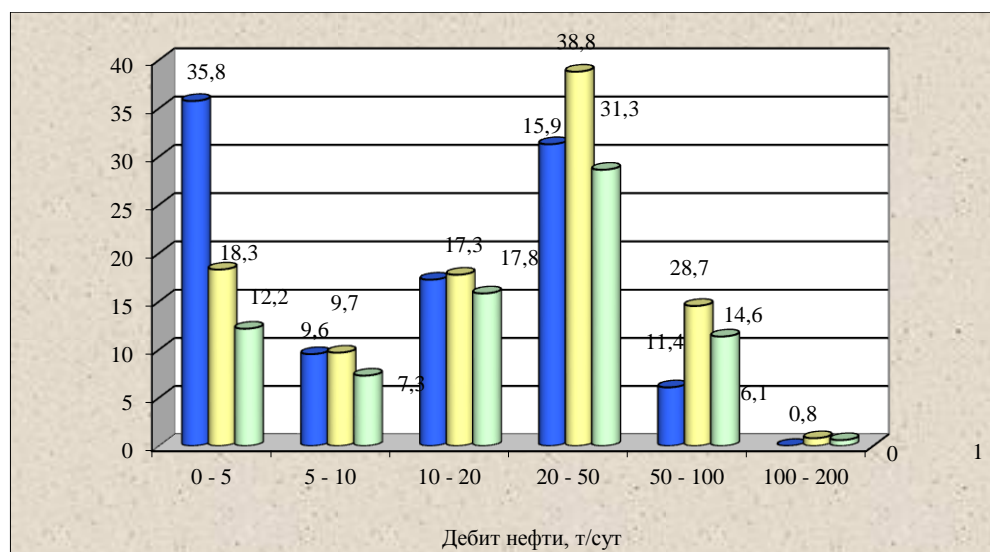


Рис. 2 Распределение действующего фонда скважин Лугинецкого месторождения по дебитам нефти за 2014–2016 гг.

Распределение действующего фонда скважин месторождения по обводненности (рис. 3) показало, что 45.7% действующего фонда (171 скважин) работают с долей воды в продукции менее 30%, 145 скважин (38,7%) относятся к группе скважин с обводненностью от 30 до 80% и 58 скважин(15,6%) обводнены более чем на 80%.

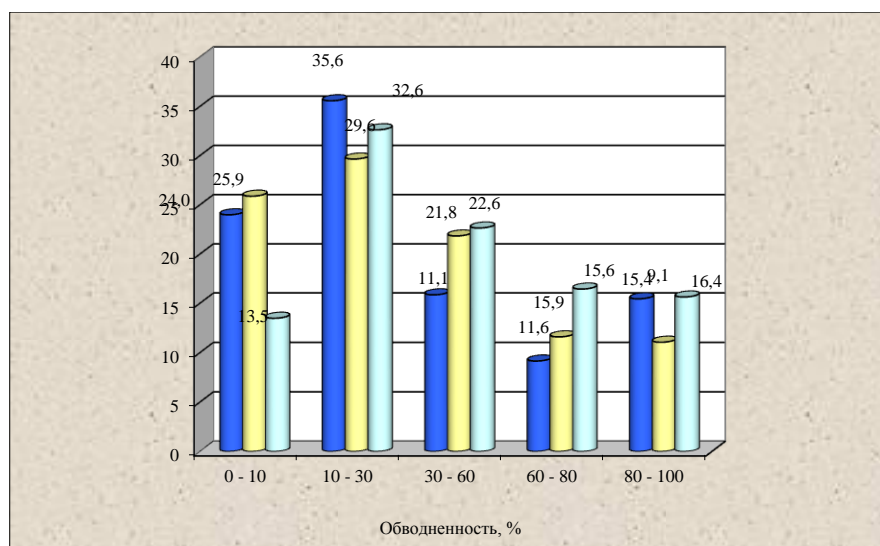


Рис. 3 Распределение действующего фонда скважин Лугинецкого месторождения по обводненности за 2014–2016 гг.

4. Техническая часть

4.1 Установки погруженных центробежных электронасосов

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения –обычное и коррозионно-стойкое. Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5–125–1200 ВК02 ТУ 26–06–1486 –87, при переписке и в технической документации указывается: УЭЦНМ5–125–1200 ТУ 26–06–1486 –87, где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц –центробежный; Н –насос; М –модульный; 5 –группа насоса; 125 –подача, м³/сут: 1200 –напор, м; ВК –вариант комплектации; 02 –порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели технической и энергетической эффективности приведены в табл.5 Номинальные значения к.п.д. установки соответствуют работе на воде.

Таблица 5 Показатели энергетической и технической и эффективности

Вид установки	Номинальная подача, м ³ /сут	Номинальный напор, м	Мощность, кВт	К.п.д., %	КПД насоса, %	Максимальная плотность водонефтяной смеси, кг/м ³	Рабочая часть характеристики	
							подача, м ³ /сут	напор, м
УЭЦНМ5–50–1300	50	1360	23	33,5	43	1400	25 –70	1400–1005
УЭЦНМК5–50–1300		1360	23	33,5		1400		1400–1005

УЭЦНМ5– 50–1700		1725	28,8	34		1340		1780– 1275
УЭЦНМК5– 50–1700		1725	28,8	34		1340		1780– 1275
УЭЦНМ5– 80–1200	80	1235	26,7	42	51,5	1400	60 –115	1290 – 675
УЭЦНМК5– 80–1200		1235	26,7	42		1400		1290 – 675
УЭЦНМ5– 80–1400		1425	30,4	42,5		1400		1490– 1155
УЭЦНМК5– 80–1400		1425	30,4	42,5		1400		1490– 1155
УЭЦНМ5– 80–1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 – 855
УЭЦНМК5– 80–1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 – 855
УЭЦНМ5– 80–1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 – 980
УЭЦНМК5– 80–1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 – 980
УЭЦНМ5– 125–1000	125	1025	29,1	50	58,5	1240	105 – 165	1135 – 455
УЭЦН МК5– 125–1000		1025	29,1	50		1240		1135 – 455
УЭЦНМ5– 125–1200		1175	34,7	48		1400		1305 – 525

УЭЦН МК5– 125–1200		1175	34,7	48		1400		1305 – 525
УЭЦН МК5– 125–1300		1290	38,1	48		1390		1440 – 575
УЭЦН М5– 125–1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 – 785
УЭЦНМК5– 125–1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 – 785
УЭЦНМ5– 200–800	200	810	46	40	50	1180	150 – 265	970 – 455
УЭЦНМ5– 200–1000		1010	54,5	42		1320		1205 – 565
УЭЦНМ5– 200–1400		1410	76,2	42		1350		1670 – 785
УЭЦНМ5А- 160–1450	160	1440	51,3	51	61	1400	125 – 205	1535 – 805
УЭЦНМК5А- 160–1450		1440	51,3	51		1400		1535 – 905
УЭЦНМ5А- 160–1600		1580	56,2	51		1300		1760– 1040
УЭЦНМК5А- 160–1600		1580	56,2	51		1300		1760– 1040
УЭЦНМ5А- 160–1750		1750	62,3	51		1300		1905– 1125
УЭЦНМК5А -160–1750		1750	62,3	51		1400		1905– 1125

УЭЦНМ5А- 250–1000	250	1000	55,1	51,5	61,5	1320	195 – 340	1140 – 600
УЭЦНМК5А -250–1000		1000	55,1	51,5		1320		1140 – 600
УЭЦНМ5А- 250–1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 – 650
УЭЦНМК5А- 250–1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 – 650
УЭЦНМ5А- 250–1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 – 825
УЭЦНМК5А -250–1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 – 825
УЭЦНМ5А- 250–1700		1685	92,8	51,5		1120		1920– 1010
УЭЦНМК5А- 250–1700		1685	92,8	51,5		1120		1920– 1010

Показатели назначения по перекачиваемым средам:

- среда –пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. – $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- водородный показатель попутной воды рН6,0 –8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц –0,01% (0,1 г/л);
- микротвердость частиц –не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды –99%;

- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя – 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) – 55%, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);

- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения – 0,001% (0,01 г./л); для установок коррозионностойкого исполнения – 0,125% (1,25 г./л);

- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата – не более 90 °С.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

- для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт – 70 °С;
- для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45 – 125 кВт – 75 °С;
- для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90 – 250 кВт – 80 °С.

Максимальная плотность водонефтяной смеси указана в табл. Значения к.п.д. насоса и к.п.д. насосного агрегата (табл.4.1.) соответствуют работе на воде плотностью 1000 кг/м³.

Масса насоса и насосного агрегата и габаритные размеры насоса и насосного агрегата приведены в табл.6.

Таблица 6 Габаритные размеры насоса и насосного агрегата

Установка	Длина насосного агрегата, мм, не более	Длина насоса, мм, не более	Масса, кг, не более	
			насосного агрегата	насоса

УЭЦНМ5-50-1300	15522	8252	626	280
УЭЦНМК5-50-1300	15522	8252	633	287
УЭЦНМ5-50-1700	17887	10617	705	359
УЭЦНМК5-50-1700	17887	10617	715	369
УЭЦНМ5-80-1200	16232	8252	602	256
УЭЦНМК5-80-1200	16232	8252	610	264
УЭНЦМ5-80-1400	18227	9252	684	290
УЭЦНМК5-80-1400	18227	9252	690	296
УЭЦНМ5-80-1550	19592	10617	720	326
УЭЦНМК5-80-1550	19592	10617	745	333
УЭЦНМ5-80-1800	20227	11252	750	356
УЭЦНМК5-80-1800	20227	11252	756	362
УЭЦНМ5-125-1000	15522	8252	628	282
УЭЦНМК5-125-1000	15522	8252	638	292
УЭЦНМ5-125-1200	17217	9252	709	315
УЭЦНМК5-125-1200	17217	9252	721	327
УЭЦНМ5-125-1300	18582	10617	755	361
УЭЦНМК5-125-1300	18582	10617	767	373
УЭЦНМ5-125-1800	24537	13617	1103	463
УЭЦНМК5-125-1800	24537	13617	1122	482
УЭЦНМ5-200-800	18582	10617	684	290
УЭЦНМ5-200-1000	24887	12617	990	350
УЭЦНМ-200-1400	30277	17982	1199	470

УЭЦНМ5А-160–1450	19482	10617	976	416
УЭЦНМК5А-160–1450	19482	10617	990	430
УЭЦНМ5А-160–1600	20117	11252	997	437
УЭЦНМК5А-160–1600	20117	11252	1113	453
УЭЦНМ5А-160–1750	24272	12617	1262	492
УЭЦНМК5А-160–1750	24272	12617	1278	508
УЭЦНМ5А-250–1000	20117	11252	992	432
УЭЦНМК5А-250–1000	20 117	11252	1023	463
УЭЦНМ5А-250–1100	21482	12617	1044	484
УЭЦНМК5А-250–1100	21 482	12617	1079	518
УЭЦНМ5А-250–1400	27637	15982	1385	615
УЭЦНМК5А-250–1400	27637	15982	1428	658
УЭЦНМ5А-250–1700	30637	18982	1498	728
УЭЦНМК5А-250–1700	30637	18982	1551	783

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6, наземного электрооборудования – трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 5. В качестве подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса 7 и двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах. Насос – погружной центробежный модульный. Обратный клапан 1 предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль –головку насоса, а спускной –в корпус обратного клапана.

Спускной клапан 2 служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сработки основного кабеля с удлинителем, так как в

противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый, указанный в табл.4.2.

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

Установки могут комплектоваться двигателями типа 1ПЭД по ТУ 16–652.031 –87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости. При этом установки должны комплектоваться устройством ШГС 5805–49ТЗУ1. Соединение сборочных единиц насосного агрегата –фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт. Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода. Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

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

Комплектность установок приведена ниже. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 4.2). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности (см. табл. 4.3). Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25% (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль –газосепарато.

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов (2, 3 и 5 м), унифицированы по длине. Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливают из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости –из калиброванных пруткового сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения – из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633 –80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ'633 –80.

Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до 800 м³/сут, с резьбой 89 –более 800 м³сут.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Число ступеней в модулях-секциях указано в табл.4. 4. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоскокабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между ребрами, помечена пятном краски

для ориентирования относительно ребер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения:

- с валом диаметром 25 мм—для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут,
- с валом диаметром 28 мм—для насосов с подачами 1000, 1250 м³/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений. Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м³/сут. включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633 –80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633 –80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Таблица 7 Число ступеней в модулях-секциях

Тип насоса	Показатели				Число модулей-секций				Число ступеней	
	Подача, м	Напор, м	Мощность, кВт	КПД насос	Общее	№ 2	№ 3	№ 5	Общее	в модуле-секции
						2	3	5	е	

	м ³ /сут		носта, кВт	а, %						№ 2	№ 3	№ 5
ЭЦНМ5- 50-1300	50	1360	17,94	43	2	1	-	1	264	72	-	19 2
ЭЦНМК5 -50-1300		1360	17,94		2	1	-	1	264	72	-	19 2
ЭЦНМ5- 50-1700		1725	22,76		3	-	3	-	336	-	1 1 2	-
ЭЦНМК5 -50-1700		1725	22,76		3	-	3	-	336	-	1 1 2	-
ЭЦНМ5- 80-1200	80	1235	21,77	51,5	2	1	-	1	269	73	-	19 6
ЭЦНМК5 -80-1200		1235	21,77		2	1	-	1	269	73	-	19 6
ЭЦНМ5- 80-1400		1425	25,12		2	-	1	1	310	-	1 1 4	19 6
ЭЦНМК5 - 80-1400		1425	25,12		2	-	1	1	310	-	1 1 4	19 6
ЭЦНМ5- 80-1550		1575	27,76		3	-	3	-	342	-	1 1 4	-
ЭЦНМК5 -80-1550		1575	27,76		3	-	3	-	342	-	1 1 4	-

ЭЦНМ5– 80–1800		1800	31,73		2	-	-	2	392	-	-	19 6
ЭЦНМК5 –80–1800		1800	31,73		2	-	-	2	392	-	-	19 6
ЭЦНМ5– 125–1000	125	1025	24,85	58,5	2	1	-	1	227	62	-	16 5
ЭЦНМК5 –125– 1000		1025	24,85		2	1	-	1	227	62	-	16 5
ЭЦНМ5– 125–1200		1175	28,49		2	-	1	1	261	-	9 6	16 5
ЭЦНМК5 –125– 1200		1175	28,49		2	-	1	1	261	-	9 6	16 5
ЭЦНМ5– 125–1300		1290	31,28		3	-	3	-	288	-	9 6	-
ЭЦНМК5 –125– 1300		1290	31,28		3	-	3	-	288	-	9 6	-
ЭЦНМ5– 125–1800		1770	42,92		3	1	-	2	392	62	-	16 5
ЭЦНМК5 –125– 1800		1770	42,92		3	1	-	2	392	62	-	16 5
ЭЦНМ5– 200–800	200	810	36,76	50	3	-	3	-	228	-	7 6	-
ЭЦНМ5– 200–1000		1010	45,84		3	-	2	1	283	-	7 6	13 1

ЭЦНМ5– 200–1400		1410	64		3	-	-	3	393	-	-	13 1
ЭЦНМ5А -160– 1450	160	1440	42,86	61	3	-	3	-	279	-	9 3	-
ЭЦНМК5 А-160– 1450		1440	42,86		3	-	3	-	279	-	9 3	-
ЭЦНМ5А -160– 1600		1580	47,03		2	-	-	2	320	-	-	16 0
ЭЦНМК5 -160– 1600		1580	47,03		2	-	-	2	320	-	-	16 0
ЭЦНМ5А -160– 1750		1750	52,09		3	-	2	1	346	-	9 3	16 0
ЭЦНМК5 А-160– 1750		1750	52,09		3	-	2	1	346	-	9 3	16 0
ЭЦНМ5А -250– 1000	250	1000	46,13	61,5	2	-	-	2	184	-	-	92
ЭЦНМК5 А-250– 1000		1000	46,13		2	-	-	2	184	-	-	92
ЭЦНМ5А -250– 1100		1090	50,28		3	-	2	1	200	-	5 4	92

ЭЦНМК5 А-250– 1100		1090	50,28		3	-	2	1	200	-	5 4	92
ЭЦНМ5А -250– 1400		1385	63,89		4	-	3	1	254	-	5 4	92
ЭЦНМК5 А-250– 1400		1385	63,89		4	-	3	1	254	-	5 4	92
ЭЦНМ5А -250– 1700		1685	77,72		4	1	-	3	310	34	-	92
ЭЦНМК5 А-250– 1700		1685	77,72		4	1	-	3	310	34	-	92

Таблица 8

Оборудование	Код пояса	Длина пояса, мм
Насосно-компрессорная труба 60 и 48	ЭН-21/1	300
Насосно-компрессорная труба 73	ЭН-21/2	350
Насосно-компрессорная труба 89	ЭН-21/3	390
Насос группы 5, 5А и 6	ЭН-21/4	460

4.2 Основные узлы установок УЭЦН

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;

сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01 г./л; для коррозионностойкого исполнения – не более 1,25 г./л;

свободный газ (по объему) – не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

- по напряжению – от минус 5% ДО плюс 10%;
- по частоте переменного тока – $\pm 0,2$ Гц;
- по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

Типы, номинальные параметры двигателей приведены в табл. 6, а номинальные параметры электродвигателей – в табл.10.

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектным тиристорным преобразователем. Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Таблица 9

Двигатель	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А
ПЭДУ16–103В5,ПЭДУ16–103ДВ5 ПЭДУК16–103В5,ПЭДУК16–103ДВ5	16	530	26
ПЭДУ22–103В5,ПЭДУ22–103ДВ5 ПЭДУК22–103В5,ПЭДУК22–103ДВ5	22	700	27
ПЭДУ32–103В5,ПЭДУ32–103ДВ5 ПЭДУК32–103В5,ПЭДУК32–	32	1000	27,5
ПЭДУ45–103В5,ПЭДУ45–103ДВ5 ПЭДУК45–103В5,ПЭДУК45–103ДВ5	45	1050	37
ПЭДУС63–103В5,ПЭДУС63–103ДВ5 ПЭДУСК63–103В5,ПЭДУСК63–103ДВ5	63	1500	36,5
ПЭДУС90–103В5,ПЭДУС90–103ДВ5 ПЭДУСК90–103В5,ПЭДУСК90–103ДВ5	90	2100	37
ПЭДУ45–117В5,ПЭДУ45–117ДВ5 ПЭДУК45–117В5,ПЭДУК45–117ДВ5	45	1.000	36

ПЭДУ63–117В5,ПЭДУ63–117ДВ5 ПЭДУК63 – 117В5,ПЭДУК63– 117ДВ5	63	1400	36
ПЭДУС90–117В5,ПЭДУС90– 117ДВ5 ПЭДУСК90–117В5,ПЭДУСК90– 117ДВ5	90	1950	37
ПЭДУС 125–117В5,ПЭДУС125– 117ДВ5 ПЭДУСК125–117В5,ПЭДУСК 125–1	125	1950	51

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель (рис. 5) состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Обмотка статора –однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Техническая характеристика термоманометрической системы приведена ниже.

Диапазон контролируемого давления, МПа	0 –25
Диапазон рабочих температур ТМСП, «С	-60 –+150
Предельная температура погружного электродвигателя, °С	100
Диапазон рабочих температур наземного блока, °С	– 60–+40
Отклонение значения давления, формирующего сигнал управления на отключение или запуск УЭЦН, от заданной уставки, МПа, не более	±1

Средняя наработка на отказ, ч	12 000
Установленный срок службы, лет,	5
Диаметр скважинного преобразователя, мм	88
Длина скважинного преобразователя, мм	305
Габаритные размеры, мм:	
Наземный блок	245 x 200 x 160
Погружной блок	100x630
Масса, кг:	
Погружной блок	15
Наземный блок	8
устройства питания	4,2



1 Погружной блок



2 Соединительный узел, состоящий из корпуса подшипника и проставки



3 Основание



4. Наземный блок

Рисунок 5 Состав электродвигателя

Таблица 10

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	Масло МА-ПЭД	Барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200 ± 5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200 ± 5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300 ± 5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300 ± 5	59

5. Специальная часть

5.1 Анализ и подбор скважин оборудованных (УЭЦН) на Лугинецком месторождении

Основные технологические показатели

Электроцентробежными насосами эксплуатируются скважины с дебитом по жидкости от 5 до 130 м³/сут. Эксплуатационный фонд, оборудованный этими погружными установками на Хохряковском месторождении, на 1.01.04 г. составляет 303 скважин или 58% всего фонда. За год фонд скважин, оборудованный ЭЦН, увеличился на 31 скважин (Таблица 11), а бездействующий на 7 скважин и составил 23 скважин или 8% от всего эксплуатационного фонда ЭЦН.

Таблица 11 Динамика фонда скважин оборудованных ЭЦН

Фонд скважин	На 1.01.2016 г.	На 1.01.2017 г.
Эксплуатационный	368	391
Действующий	303	332
в т.ч.: дающий продукцию	297	327
простаивающий	21	22
Бездействующий	44	37

а месторождении применяются в установки производительностью 25 – 35–50–80–125 и более м³/сут. Американского производства насосы относятся от TD-650-TD-1200. Распределение ЭЦН по типоразмерам приведено в таблице 12

Таблица 12 Распределение ЭЦН по типоразмерам

Типоразмер УЭЦН	25;35; 50	TD-650-TD-1200	80	125; 250	всего
Количество: шт.	185	36	74	43	332

Электроцентробежные насосные установки спускаются на глубину в среднем 2000 м (от 1200 м до 2400 м). Динамический уровень поддерживается в среднем на глубине 1735 м, что обеспечивает средний дебит по жидкости 50 м³/сут и 23 т/сут по нефти.

Таблица 13 Основные технологические показатели работы скважин с ЭЦН

Показатели	Ед. изм.	Min	Max	Средние
Дебит по нефти	т/сут	2	90	30
Дебит по жидкости	м ³ /сут	15	130	46
Динамический уровень	м	480	2200	1735
Глубина спуска насоса	м	1200	2400	2000
Забойное давление	МПа	7,0	17,5	11,5
Депрессия на пласт	МПа	4,5	15,0	7,0
Обводненность	%	10	98	46

Фонд скважин оборудованный ЭЦН по дебитам и обводненности распределяется следующим образом (таблица 14).

Таблица 14 Распределение скважин по дебитам и обводненности

Дебит по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %			Всего
	0–30	30–70	70–100	
0–20	30	6	4	40
20–50	122	60	6	188
50–100	60	14	7	81
более 100	4	15	4	23
Всего	244	116	15	332

Из таблицы видно, что 244 скважины 73 и 75 работают с обводненностью от 0 до 30%. Средняя обводненность продукции по фонду ЭЦН равна 46%. С дебитом по жидкости от 0 до 50м³/сут эксплуатируются 194 скважины, из них в интервале дебитов от 0 до 20м³/сут в работают 40 скважин. Всего на месторождении в периодическом фонде ЭЦН числится 23 скважины или 19% от фонда дающих продукцию, год назад таких скважин было 70.

Причины работы ЭЦН в периодике.

1. Геологические причины:

- а) пластовое давление нижепер во начального
- б) не полностью сформирована система заводнения

2. Технологические причины:

- а) отсутствие обустройства для перевода на ШГН
- б) осложнение при производстве ГРП(СТОП)

в) ошибки при подборе оборудования из-за недостаточной геологической информации.

Периодический фонд по УНП-1 снизилось на 18 скважин. На 3 скважинах вывели в постоянный режим с помощью ЧПС, на 15 скважинах изменением типоразмера УЭЦН, переведено в ППД-34 скважины.

Мероприятия по снижению периодического фонда в 2016 году

1) Формирование системы заводнения (перевод в ППД 20 скважин.
2) Оптимизация режима работы скважин с УЭЦН (спуск малолетних установок).

3) Внедрение винтовых насосов импортного производства.

4) Продолжить внедрение УЭЦН с ТМС для предотвращения ошибок по подбору оборудования

Коэффициент подачи ЭЦН изменяется в пределах от 0,1 до 1,7 (Таблица 5.5.). В близком к оптимальному режиму ($K_{\text{подачи}} = 0,6-1,2$) работают около 75% установок.

Таблица 15 Распределение коэффициента подачи ЭЦН на Лугинецком месторождении

<i>Коэффициент подачи</i>	0,1 – 0,4	0,4 – 0,7	0,7 – 1,2	Более 1,2	Всего
Количество скважин: шт.	49	69	175	39	332
%	11	17	61	11	100

Таблица 16 Перечень скважин с $K_{\text{подачи}}$ более 1,2

№ скв.	Тип насоса	$K_{\text{подачи}}$	$Q_{\text{жидкости}}$	$P_{\text{пласт}}$, МПа	$H_{\text{дин}}$, м	Глубина спуска насоса
702	ЭЦН 50–2100	1,7	65	20,5	1683	2300
130	ТД-650–2100	1,4	100	17,9	1332	2380
705	ЭЦН-160–2100	1,6	123	18,3	2167	2400
707	ТД-850–2100	1,5	114	16,5	1124	2260
163	ЭЦН-160–2150	1,5	82	18,2	1899	2350
185	ЭЦН 25–2100	1,4	29	20,0	1820	2245
818	ЭЦН 80–2100	1,4	87	18,2	2192	2340
166	ЭЦН 50–2100	1,4	42	19,5	1523	2150

834	ЭЦН 30–2100	1,6	23	23,0	1870	2250
785	ЭЦН 125–2100	1,3	11	16,5	2320	2400
389	ЭЦН 50–2100	1,4	42	22,9	1623	2200
1059	ЭЦН 160–2100	1,4	144	16,5	2328	2400
1025	ЭЦН 80–2100	1,4	72	16,1	1762	2080

В целом по Лугинецкому месторождению коэффициент использования скважин оборудованных ЭЦН, как и год назад, находится в пределах 0,87. Основной показатель надежности – наработка на отказ за скользящий год с 1.01.16 г. по 1.01.17 г., по фонду ЭЦН, изменился с 303 сут до 380 сут. Рост этого показателя указывает на достаточно высокий уровень работы цеха добычи по подбору типоразмера ЭЦН, ремонту скважин, выводу установок на режим и контролю в процессе эксплуатации.

На месторождении 74 скважин (17% от фонда дающего продукцию) подвержены парафино отложениям. Согласно графику «депарафинизации» все скважины, как правило, раз в месяц промываются горячей нефтью.

На месторождении в 2015 г. было 208 отказов по фонду скважин оборудованных ЭЦН. Коэффициент отказности составлял 0,85ед. (действующий фонд равен 303 скважин). В 2016 г. на месторождении зафиксировано 229 отказов при большем действующий фонд – 332 скважины и, $K_{\text{отказ}}$ положительно уменьшился до 0,79ед. В целом по ОАО «ННП» $K_{\text{отказ}}$ ЭЦН в это время составил 0,85ед.

5.2 Анализ причин отказов ЭЦН

Анализ причин преждевременных отказов фонда скважин оборудованных ЭЦН показал, что около 16% отказов приходится на некачественную работу бригад подземного ремонта скважин. Где нарушаются регламенты спуско-подъемных операций. Как следствие это приводит к повреждению кабеля, некачественному монтажу ЭЦН, низкой герметичности, плохой промывке скважин.

18% отказов приходится на долю скважин работающих в периодическом режиме, вызванных слабым притоком, а также не соответствием типоразмера насосов с условиями эксплуатации. В 13% отказов из-за нарушения регламента проведения расследования не были выявлены причины. 11% отказов происходило из-за отложений твердых асфальто-смолисто-парафиновых отложений вместе с окалиной, песком, глинистыми частицами и ржавчиной. 8% отказов - из-за утечки пропанта в скважинах после ГРП, что привело к заклиниванию валов и выводу из строя насосов. В 9% случаев произошло по причине бесконтрольной эксплуатации (нарушение графика депарафинизации, отсутствие контроля за выносом КВЧ и прочих). 5% отказов - по причине отсутствия контроля за выводом установок на режим. В 5% случаях отказ происходил из-за заводского брака, некачественных комплектаций погружного и наземного насосного оборудования, скрытых дефектов.

В 2016 году на узлы погружного оборудования, были установлены термические индикаторы, позволяющие определять температуру скважины в зоне работы УЭЦН.

Для совершенствования работы фонда скважин оборудованных ЭЦН рекомендовано:

- осваивать и выводить скважины на режим следует передвижной установкой преобразователя частоты типа «Электрон-05». Установка позволяет сокращать время вывода скважины на щадящих пусковых режимах, увеличивать депрессию на пласт, устранять заклинивания ЭЦН путем создания повышенных крутящих моментов;
- особое внимание при выборе типа установок и глубин спуска следует уделять внимание фонду скважин, на которых проведен ГРП. Освоение скважин после ГРП струйными насосами на пескопроявляющем фондах, следует применять износостойкие установки УЭЦН типа АРН, предназначенные для перекачивания жидкости СКВЧ до 2 г/л. Кроме того, на этом фонде следует отработать

технологии по закреплению ПЗС, применять подземные устройства по защите насоса от механических примесей;

- на периодическом фонде применять в основном высоконапорные, низко производительные насосы типа ЭЦН 20, 25и оценить возможность увеличения глубины спуска ЭЦН, а также перевода низкодебитных скважин на УШГН и струйные насосные установки;
- для снижения аварий по расчленению ЭЦН рекомендуется применять устройства снижающие вибрацию установок – центраторы вала насоса, амортизаторы, страховочные муфты;
- использование бригад высокой квалификации и осуществление контроля при проведении не штатных работ значительно увеличит надежность добывающего фонда.

Мониторинг фонда скважин оборудованных ЭЦН с точки зрения надежности и эффективности в зависимости от глубин спуска на Лугинецком месторождении показал, что ЭЦН спускаются на глубину от 1200 до 2400 м. Весь рабочий интервал глубин спуска разбит на шесть групп, в каждой из которых работает от 15 до 120 скважин оборудованных ЭЦН.

Таблица 17 Основные технологические показатели работы скважин, оборудованных ЭЦН

Глубина спуска ЭЦН,м.	1200-1400	1800-2000	2000-2200	2200-2300	2300-2400	Более 2400
Количество скважин, ед.	15	55	65	120	40	25
Дебит по жидкости, м ³ /сут.	190	120	100	95	75	67
Обводненность,%	96	86	66	54	47	35
Ср. отработанное время скважины в году, сут.	342	329	350	346	338	337

Результаты анализа, в зависимости от основных характеристик работы скважин, оборудованных ЭЦН, показали, что снижение глубин спуска до 2200–2400 м. не дает существенного ухудшения работы ЭЦН.

Таким образом, на основании анализа системы поддержания пластового давления можно сделать вывод о том, что сложившееся состояние системы ППД не удовлетворяет текущие потребности разработки месторождения по следующим причинам:

- Не смотря на значительное превышение объемов ГТМ, а следовательно и уровней добычи жидкости над проектом, до сих пор не реализована проектная система ППД, предлагающая блочно-замкнутую систему заводнения с соотношением добывающих и нагнетательных скважин 2: 1. Фактическое соотношение 3,5: 1.

Только 19,1% фонда нагнетательных скважин эксплуатируются при оптимальных давлениях нагнетания ($P_{\text{нагн}}^{\text{опт}} = 15$ МПа), при этом 29% фонда эксплуатируются при $P_{\text{нагн}}$ выше 16 МПа, что приводит к неэффективной закачке воды по техногенным трещинам.

Система очистки воды для целей ППД не удовлетворяет предъявленным требованиям. Так при проектном предельном содержании ТВЧ – 40 мг/л, фактическое же их содержание часто превышает 100 мг/л.

5.3 Эксплуатация УЭЦН на Лугинецком месторождении

Поскольку установки углубляют до 2400 метров, устанавливают ТМС на ЭЦН американского и российского производства. Они помогают снижать динамический уровень до забойного давления в пределах 50–70 атмосфер.

Что дает нам увеличить депрессию на пласт, таким образом, увеличивается приток в скважину. Осуществляется контроль по Региону-2000. за токовыми нагрузками электродвигателя, температуры, давления на приеме насоса, это дает нам оперативное решение по скважине по какой причине остановилась скважина, как показано на рисунке 5.9

Терм: 62 Объект: Механизированная скважина 914 - (часовые), Дата: с 01.04.2005 по 08.04.2005

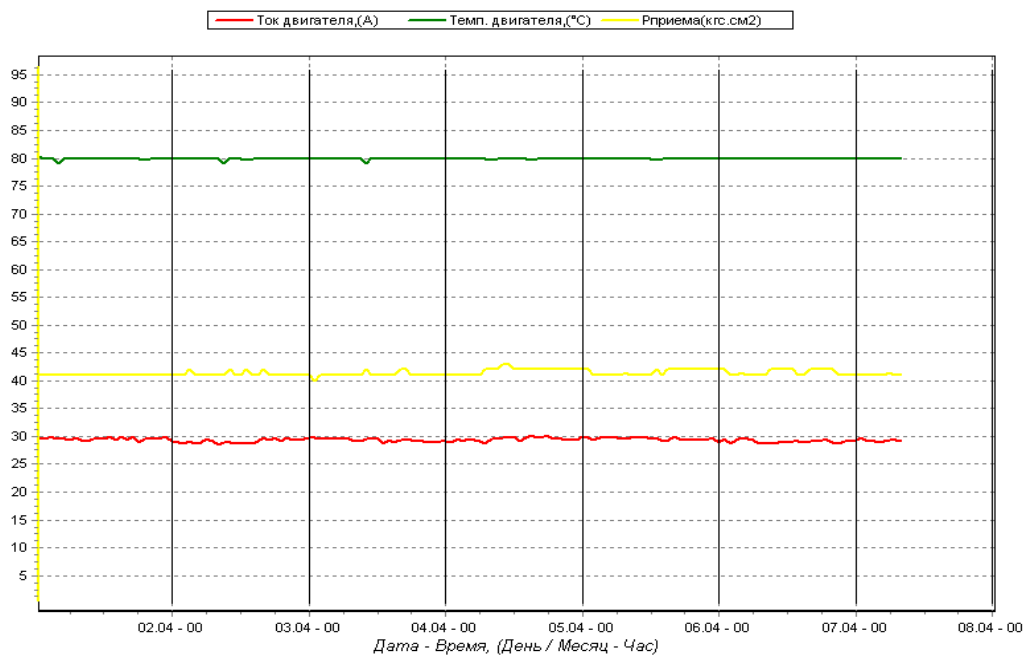


Рис. 6 График параметров

На Лугинецком месторождении установлено –75 ТМС. Установка зарекомендовала себя с положительной стороны. На данный момент практикуются по датчику давления определять по формуле расчетную Нд и Рзаб на некоторых скважинах нет возможности определить уровень по Микону, где большой газовый фактор, маленький процент воды, в этом случае проводят пересчет по ТМС по формулам (1,2)

$$\begin{aligned}
 N_d &= 20 + N_{сп} - ((\text{дат}P - P_{затр}) * 10,32 / P_H) / (1 - \text{удл} / N_{вд}) \\
 P_{заб} &= \text{дат}P + (P_H / 10,32 * (1 - H_2O / 100) + P_в / 10,32 * H_2O / 100) * (1 - \text{удл} / N_{вд}) * (N_{вд} - N_{сп} - 20)
 \end{aligned}$$

По показаниям ТМС можно рассчитать плотность газа жидкостной смеси в за трубном пространстве до насоса, на Лугинецком месторождении насосы спускаются выше интервала перфорации до 200 м, можно точно рассчитать.

По подбору установок на оптимизацию или наименьший тип оборудования ЭЦН используется ТМС, а также применяется по исследованию скважин путем отжатия динамического уровня на закрытую за трубную манифольдную задвижку, что позволяет определить по формуле Нд и Рзаб. На

добывающих скважинах производим гидродинамические исследования, индикаторные кривые с помощью штуцера на разных режимах, не менее 12 часов с замером давления по ТМС и Qж например на некоторых скважинах где стоят ТМС сравниваем Рзаб а также определяем Кпрод. Предоставим скважины на которых делали исследования

.24/730,83/3510,62/914,11/815,7/13074/1056,40/768

По трем скважинам 730,914,3510. построили индикаторные кривые, где определяем Кпрод, погрешность самая низкая для этого не требуется использовать глубинные манометры

Этот метод определения Кпрод позволяет также определить пластовое давления по скважине, а также определять другие параметры, включая Ф.Е.С. пласта.

Расчеты позволяют предохранить установку от оплавления кабеля и выявить реальный уровень и принять решение по скважине, например, выставить программу по давлению и температуре где стоят ТМС чтобы автоматически запускалась и отключалась при высокой температуре и по низкому давлению по которому настроена программа.

Применение на нефтепромыслах системы погружной телеметрии совместно со станциями управления «Электрон» с регулированием частоты вращения насосной установки позволяет решить задачу создания «интеллектуальной» скважины или «интеллектуального» куста, тем самым максимально автоматизировать процесс добычи нефти.

Использование ТМС позволяет эффективно обеспечивать информацией для выбора оптимальных режимов скважин:

- 1) снижения периодического фонда путем подбора оборудования
- 2) вывода скважин на режим с помощью ЧПС и контролера ТМС.
- 3) Определения Кпр и пластового давления.

Применение ТМС служит для повышения надежности эксплуатации погружного оборудования, получения информации обоснованных параметров

скважины, снижения эксплуатационных затрат за счет исключения сложных аварий.

5.4 Подбор оптимального режима скважин эксплуатируемых установками ЭЦН и ТМС на Лугинецком месторождении.

1. Перевод на другой вид эксплуатации.

Для УЭЦН:

1. Изменением типоразмера УЭЦН.

2. Заглублением УЭЦН.

3. Установка СУ Электрон-05 с увеличением числа оборотов.

На месторождении применяются все выше перечисленные методы. С целью проведения анализа был взят метод оптимизации увеличения типоразмера и увеличением глубины спуска УЭЦН. Цель данных работ состояла в том, чтобы за счет понижения $R_{зab}$, увеличить депрессию на пласт, тем самым повысить приток из пласта. Оптимизация проводилась на скважинах, с которых можно было получить наибольший прирост.

В работу выбирались скважины и подбирались к ним УЭЦН, которые могли бы работать с выбранными параметрами и расчетными характеристиками.

Расчет и подбор типа напора УЭЦН производился по программам (Subpump и Perform). Для анализа были выбраны 123 скважины, оптимизированные в 2015 году. На примере этих скважин был построен график зависимости $Q_{ж}, Q_{н}, \%$ от снижения $R_{зab}$.

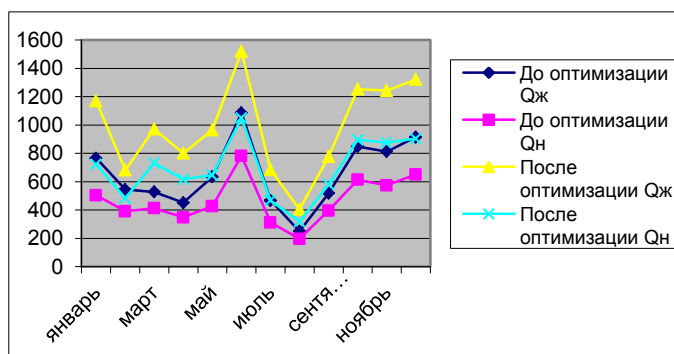


Рис. 7 Параметры по Q_н

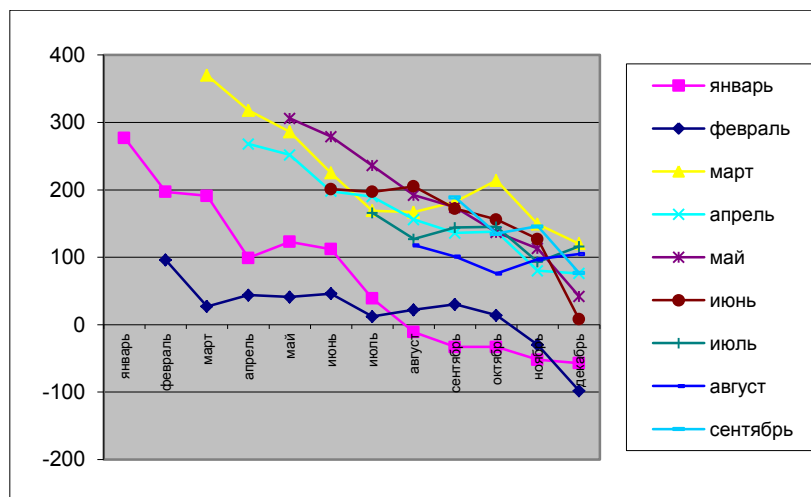
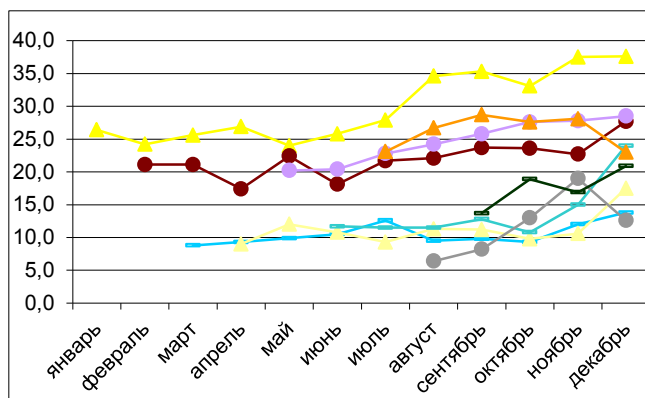


Рис. 8 Параметры по H2O



Анализ показал по индикаторным кривым и ТМС зависимости Qж от Pзаб, что снижать Pзаб можно до 50 атмосфер, но в скважинах где Pпл выше 200 атмосфер и прирост будет наблюдаться с увеличением отборов рост обводнения к примеру по скважине 1059 Лугинецкого месторождения, обводненность за 10 месяцев работы увеличилась с 8% до 80%. В скважинах где Pпл ниже 180 атмосфер снижение Pзаб до 50 атмосфер, получаем отрицательный эффект по росту Qж. Оптимальное для этих скважин Pзаб = 0,6 Pнас.

Вывод:

1. Снижая Pзаб до 50 атмосфер.
2. Снижается наработка на отказ. Сведения 2016 года.
3. Рост % воды в продукции.

Сформированные выводы должны повторно анализироваться.

Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН производится по принятой в ОАО «ННГ» программе подбора. При отсутствии такой программы необходимо руководствоваться следующими основными принципами:

1. По данным предыдущей эксплуатации УЭЦН $Q_{ж}$, $H_{дин}$, $P_{пл}$ определяется коэффициент продуктивности скважины.

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}} \text{ (м}^3 \text{ / сут. атм.)} \quad (1)$$

где $Q_{ж}$ – дебит жидкости, м³/сут.;

$P_{пл}$ – пластовое давление, кг/см²;

$P_{заб}$ – забойное давление, кг/см².

Для вновь вводимых скважин $K_{пр}$ определяется по результатам гидродинамических исследований.

2. Определяется оптимальное забойное давление ($P_{заб.}^{опт.}$), позволяющее получить при данном $K_{пр}$ максимальный дебит. Оптимальное забойное давление из опыта эксплуатации месторождений составляет $0,75 \div 0,8$ от давления насыщения нефти газом.

3. Исходя из значений оптимального забойного давления, определяется динамический уровень

$$H_{дин}^{верт} = H_{пл}^{верт} - \frac{(P_{заб}^{опт} - P_{затр}) \cdot 10}{\gamma_{см}} \quad (2)$$

где $H_{дин}^{верт}$ – динамический уровень по вертикали, м;

$H_{пл}^{верт}$ – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{заб}^{опт}$ – оптимальное забойное давление, кг/см².

$\gamma_{см}$ – удельный вес газожидкостной смеси, г/см³.

4. Из инклинограммы скважины определяется среднее значение $\cos \alpha$ угла отклонения ствола скважины от вертикали.

$$\cos \alpha = \frac{H_{пл}^{верт}}{H_{пл}^{по стволу}}; \quad (3)$$

5. Определяется динамический уровень в стволе скважины

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин}}^{\text{верт}}}{\cos \alpha} \quad (\text{м}); \quad (4)$$

6. Вычисляется глубина спуска установки в скважину

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{дин}} + H_{\text{погр}} / \cos \alpha; \quad (5)$$

$H_{\text{погр}}$ – глубина погружения установки под динамический уровень, м.

7. Вычисляется планируемый дебит скважины при $P_{\text{заб}}^{\text{опт}}$

$$Q_{\text{пл}} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}^{\text{опт}})$$

где $Q_{\text{пл}}$ – планируемый дебит скважины, м³/сут;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут.ат.

8. Определяется требуемый напор установки

$$H = H_{\text{дин}}^{\text{верт}} + \Delta H \quad (\text{м})$$

где H – напор установки, м;

ΔH – поправка напора, м (на вероятностную характеристику насоса, потери на трение и др).

Для насосов производительностью:

– 20 ÷ 50 м³/сут $\Delta H \approx 250$ м;

– 80 ÷ 125 м³/сут $\Delta H \approx 180$ м;

– 200 и более $\Delta H \approx 100$ м;

9. По вычисленным значениям планируемого дебита и требуемого значения напора подбирается ближайший по значениям типоразмер ЭЦН.

10. В скважинах с осложнениями (вынос механических примесей (песка), опасность разгазирования, прорыва воды или газа из других пластов и др.) значение оптимального забойного давления и планируемого дебита ограничиваются геологической службой предприятия. Подбор УЭЦН к каждой скважине производится индивидуально, при этом необходимо руководствоваться рекомендуемыми значениями глубины спуска в зависимости от напора насоса, приведенными в таблице 1.

Таблица 18

Месторождение	Пласт	Рекомендуемые глубины спуска для основных типоразмеров УЭЦН								
		50– 1950	50– 2100	80– 1950	80– 2100	125– 2100	200– 2000	250– 2100	400– 950	500– 800
1. Лугинецкое	Ю	2000	2200	2050	2300	2150	2150	2150	1250	1100

11. При подборе типоразмера и глубины спуска УЭЦН является обязательным значение глубины погружения под динамический уровень в зависимости от обводненности, приведенной в таблице 2.

Таблица 19

Обводненность, %	0–20	20–40	40–60	60–80	80 и более
Глубина погружения под динамический уровень не менее, м	900	800	700	600	500

Расчетные показатели по месторождению

2 ЮВ 1	R _{нас}	B	G	U _в	U _{нс}	U _г
	82	1.132	59	0.978	0.853	0.001289
Показатели по скважине						
L _{вип} (верхний ин-л перфор)				3086		
L _{кр} (удлинение кровли)				149		
H _{сп} (глубина спуска)				1550		
L _{сп} (удлинение на глуб спуска)				82		
Q _ж (дебит скв)				35		
%в (процент обводнённости)				10		
H _{дин} (динамический уровень)				1870		
L _{удин} (удлин на дин ур-нь)				38		
P _б (давление на буфере)				11		
P _{затр} (затрубное давл)				8		
P _{пл} (пластовое давление)				210		
D _{лифта} (в дюймах)				2		
H _{сппр} (принимаемая глубина спуска)				2300		
L _{под реал}				1650		
L _{удл пр}				89		

Данные расчёта		Расшифровка
U _{пл} =	0.817058	удельный вес нефти пластовой
U _{нг} =	0.747	удельный вес нефти с газом
P _{заб} =	188.2411	забойное давление при старом режиме
K _{пр} =	1.608536	коэффициент продуктивности
P _{забmin} =	66.4	минимальное забойное давление
Q _{пот} =	230.9858	максимальный расчетный дебит
L _{п.расч} =	2884.708	длина спуска при Q _{пот}
L _г =	211.7469	работа газа
L _{тр} =	16.5	потери напора в трубах
P _{пнн} =	62.59	потребный напор насоса на подъём жид
P _{заб p} =	172.4272	расчётное забойное давление для нового режима

На основании данных ТМС определяется фактическая газанасыщенность скважинной продукции индивидуально для каждой скважины.

6. Организационно-экономический раздел

6.1 Анализ технико-экономических показателей

Динамика технико-экономических показателей «Газпромнефть - Восток» представлена в таблице 20.

Таблица 20 Динамика технико-экономических показателей ООО «Газпромнефть- Восток»

Показатели	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1.Добыча нефти	тыс.т.	7496	7283	6793	7172	4392	5589,6
2.Добыча газа	млн.м3	670	438	390	372	51	49,5
3.Валовая продукция	млн.руб	2286	2838	2197	2574	5243	9783
4.Товарная продукция	млн.руб	2823	2883	1129	1599	5155	9248,2
5.Реализованная продукция	млн.руб	2817	3032	1235	1764	5134	9255,8
6.Затраты по себестоимости	млн.руб	2120	2592	1002	1379	2828	6959,1

6.2 Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Лугинецкому месторождению

Насосную эксплуатацию нефтяных скважин можно применять в самых различных условиях – при дебитах скважин от нескольких тонн, до сотен тонн в сутки. При подъёме нефти из скважин, широко применяют электроцентробежные насосы. Отечественная промышленность выпускает УЭЦН в широкомассортименте, что позволяет эксплуатировать скважины в самых разнообразных природных условиях, а также при суровом климате Западной Сибири. В зависимости от условий эксплуатации (дебит, расстояние до динамического уровня, свойства жидкости, наличие или отсутствие песка и газа) выпускаются различные насосы. В данной части моего диплома, рассматривается эффективность проведения оптимизации режимов работы, т.е. смена УЭЦН с меньшего типоразмера на больший. Оптимизация УЭЦН не повлияет на наработку насосов на отказ, но сможет существенно повысить дебиты скважин по жидкости, а соответственно по нефти.

Ниже приведён расчётный анализ годовых выгод и затрат на проведения оптимизации 7 скважин и сравнительный анализ с предыдущим режимом работы.

Скважины для проведения оптимизации.

1. скважина №721(Э-80)Qж – 85м³перевод наЭ-125Qж – 130м³

2. скважина №1059(Э-50)Qж – 55м³перевод наЭ-80Qж – 86м³

3. скважина №185(Э-80)Qж – 88м³перевод наЭ-160Qж – 164м³

4. скважина №763(Э-125)Qж – 135м³перевод наЭ-160Qж – 155м³

5. скважина №855(Э-50)Qж – 73м³перевод наЭ-80Qж – 95м³

6. скважина №867(Э-25)Qж – 35м³перевод наЭ-50Qж – 60м³

7. скважина №155(Э-125)Qж – 138м³перевод наЭ-160Qж – 170м³

Суммарный прирост по нефти составил 243т/сут

Таблица 21 Исходные данные

Показатели	Единицы измерения	Числовое значение
Фонд оптимизированных скважин	ед.	7
Среднесуточный прирост дебита (по всем скважине)	т/сут	243
Наработка на отказ до оптимизации	сут	135,0
Наработка на отказ после проведения оптимизации	сут	135,0
Себестоимость добычи нефти	руб./т	1749
Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	51,2
Ставка дисконта	%	10
Расчётный период	лет	3
Продолжительность одного ПРС	час	48
Стоимость одного часа ПРС	руб.	3700
Цена одной тонны нефти	руб.	3379,2
Среднесписочная численность ППП	чел.	975
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	4487
Годовая добыча нефти в 2016году	тыс. т	5589,6

6.3 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Расчет дополнительной добычи нефти/газа и дополнительной выручки от реализации.

Проведение оптимизации приведёт к увеличению добычи нефти, определяющуюся по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q * T * K_{\text{э}} * N, \quad (6.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут;

T – время работы скважины в течение года, сут;

N – количество оптимизированных скважин, ед.

$K_{\text{э}}$ – коэф-т эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{2004} = 34,7 * 365 * 0,947 * 7 = 83959,6 \text{ т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta П_{\text{т}} = \Delta Q * C_{\text{н}} / Ч_{\text{п}}, \quad (6.2)$$

где $\Delta П_{\text{т}}$ – повышение производительности труда, руб./чел.;

ΔQ – прирост добычи, тн;

$C_{\text{н}}$ – цена одной тонны нефти, руб.;

$Ч_{\text{п}}$ – среднесписочная численность ППП, чел.;

$$\Delta П_{\text{т}} = 83959,6 * 3379,2 / 980 = 289,5 \text{ тыс.руб./чел.}$$

Также ведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta Ф_{\text{о}} = \Delta Q * C / C_{\text{опф}} \quad (6.3)$$

Где $C_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов (руб.);

$\Delta Ф_{\text{о}}$ – прирост фондоотдачи.

$$\Delta Ф_{\text{о}} = 83959,6 * 3379,2 / 4487000 = 63,23 \text{ руб./тыс.руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти (ΔC) происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат ($Z_{\text{пос}}$) на единицу продукции и определяется по формуле (6):

$$\Delta C = Z_{\text{пос}} (1/Q - 1/(Q + \Delta Q)), \quad (6.4)$$

где $Z_{\text{пос}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти по ННП, тыс.руб.;
 Q – добыча нефти до мероприятия по ННП, тыс.т.

$$\Delta C = 6959,1 * 0,48 * (1/5589,6 - 1/(5589,6 + 83,9)) = 0,9 \text{ руб./т.}$$

Прирост объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \text{Пр}_{\text{реал}} = \Delta Q_{\text{реал}} * (\text{Ц} - (\text{с/с} - \Delta C)), \quad (6.5)$$

где $\Delta \text{Пр}_{\text{реал}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{реал}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

Ц – цена реализации нефти (руб.);

с/с – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти.

$$\Delta \text{Пр}_{\text{реал}} = 83,9 * (3379,2 - 1749 + 0,9) = 136698,2 \text{ тыс.руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \text{Пр}_{\text{чист}} = \Delta \text{Пр}_{\text{реал}} - \text{Нпр}, \quad (6.6)$$

Где Нпр – величина налога на прибыль, руб.;

$$\Delta \text{Пр}_{\text{чист}} = 136698,2 - 136698,2 * 0,26 = 101156,7 \text{ тыс.руб.}$$

И так, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 101156,7 тыс.руб.

6.4 Расчёт показателей экономической эффективности мероприятия

Расчет капитальных и текущих затрат

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей (ΔQ).

Доля условно-переменных затрат составляет 50,9%.

Объём дополнительно добытой нефти – 83959,6 тонн.

Цена за 1 тонну нефти равна 3379,2 руб.

Капитальные затраты на проведение оптимизации отсутствуют.

Количество оптимизированных скважин 2016 году 7 штук.

Проведём расчёт ПДН и ЧТС на ближайшие три года.

Прирост выручки от реализации за год определим по формуле:

$$\Delta B(Q) = \Delta Q * C_n, \quad (6.7)$$

Где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти, тыс.руб.;

C_n – цена 1 тонны нефти, тыс.руб.

$$\Delta B(Q) = 83,9 * 3379,2 = 283514,88 \text{ тыс.руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу) определяются как сумма затрат на мероприятие и затрат условно-переменных по формуле:

$$I_t = I_{\text{доп}} + I_{\text{мер2}}, \quad (6.8)$$

где $I_{\text{доп}}$ – затраты условно-переменные на дополнительную добычу нефти,руб.;

$I_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия.

$$\Delta I_{\text{доп}} = \Delta Q * c/c * d_{\text{уп}} / 100, \quad (6.9)$$

где c/c – себестоимость нефти, руб./тонну;

$d_{\text{уп}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta I_{\text{доп}} = 83,9 * 1749 * 0,51 = 74837,96 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$I_{\text{мер2}} = C_{1\text{час ГРП}} * T_{\text{ГРП}} * N_{\text{скв}}, \quad (6.10)$$

где $C_{1\text{ГРП}}$ – стоимость одного ГРП, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, ед.

$$I_{\text{мер2}} = 3,7 * 48 * 365/145 * 7 = 3129,43 \text{ тыс.руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти составят:

$$I_1 = 74837,96 + 3129,43 = 77967,4 \text{ тыс.руб.};$$

Определяем величину налога на прибыль (Нпр).

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем прибыль налогооблагаемую по формуле:

$$\Delta \text{Пнал.обл.} = \Delta B - \Delta I \quad (6.11)$$

где ΔB – прирост выручки от реализации, тыс.руб.;

$\Delta И$ – текущие затраты, тыс.руб.

$\Delta П_{нал.обл_1} = 283514,88 - 77967,4 = 205547,5$ тыс.руб.;

$\Delta П_{нал.обл_2} = 205547,5$ тыс.руб.;

$\Delta П_{нал.обл_3} = 205547,5$ тыс.руб.

$$Н_{пр} = \Delta П_{нал.обл} * Н_{пр} / 100, \quad (6.12)$$

где $Н_{пр}$ – ставка налога на прибыль, % (принять 26%);

$\Delta Н_{пр_1} = 205547,5 * 26 / 100 = 53442,3$ тыс.руб.;

$\Delta Н_{пр_2} = 53442,3$ тыс.руб.;

$\Delta Н_{пр_3} = 53442,3$ тыс.руб.

Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta И_t - Н_t \quad (6.13)$$

$\Delta ДП_1 = 283514,88 - 77967,4 - 53442,3 = 152105,18$ тыс.руб.;

$\Delta ДП_2 = 152105,18$ тыс.руб.;

$\Delta ДП_3 = 152105,18$ тыс.руб.

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t \quad (6.14)$$

$ПДН_1 = 152105,18$ тыс.руб.;

$ПДН_2 = 152105,18$ тыс.руб.;

$ПДН_3 = 152105,18$ тыс.руб.

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН = \sum ПДН, \quad (6.15)$$

$НПДН_1 = 152105,18$ тыс.руб.;

$НПДН_2 = 152105,18 + 152105,18 = 304210,36$ тыс.руб.;

$НПДН_3 = 152105,18 + 304210,36 = 456315,54$ тыс.руб.;

Коэффициент дисконтирования – по формуле:

$$\alpha_t = (1 + Е_{нп})^{-t}, \quad (6.16)$$

$$\alpha_1 = (1 + 0,1)^{-1} = 0,9091;$$

$$\alpha_2 = (1 + 0,1)^{-2} = 0,8264;$$

$$\alpha_3 = (1 + 0,1)^{-3} = 0,7513.$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ДП}_t * \alpha, \quad (6.17)$$

$$\text{ДПДН}_1 = 152105,18 * 0,9091 = 138278,82 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 152105,18 * 0,8264 = 125699,72 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 152105,18 * 0,7513 = 114276,62 \text{ тыс.руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (6.18)$$

$$\text{ЧТС}_1 = 138278,82 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ЧТС}_2 = 138278,82 + 125699,72 = 263978,54 \text{ тыс.руб.};$$

$$\text{ЧТС}_3 = 114276,62 + 263978,54 = 378255,16 \text{ тыс.руб.};$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 21.

По динамике НПДН и ЧТС можно определить срок окупаемости текущих вложений (Ток) – это точка пересечения НПДН и ЧТС с осью абсцисс.

Таблица 6.3 Расчёт экономических показателей

Показатели	Ед. изм.	2014	2015	2016
Капитальные вложения	тыс.руб.	-	-	-
Прирост добычи нефти	тыс.тонн	83959,6	83959,6	83959,6
Прирост выручки от реализации	тыс.руб.	283514,88	283514,88	283514,88
Текущие затраты	тыс.руб.	77967,4	77967,4	77967,4
Прирост прибыли	тыс.руб.	205547,5	205547,5	205547,5
Прирост суммы Налоговых выплат	тыс.руб.	53442,3	53442,3	53442,3
Денежный поток	тыс.руб.	152105,18	152105,18	152105,18
Поток денежной наличности	тыс.руб.	152105,18	152105,18	152105,18

Накопленный ПДН	тыс.руб.	152105,18	304210,36	456315,54
Коэффициент дисконтирования (Енп=0,1)	Д.ед	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный ПДН	тыс.руб.	138278,82	125699,72	114276,62
Чистая текущая стоимость	тыс.руб.	138278,82	263978,54	378255,16

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводится анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона вариации каждого из факторов:

- годовая добыча (-30%; +10%);
- цены на нефть (-10%; +20%);
- текущие затраты (-25%; +15%);
- налоги (-15%; +25%).

Полученная зависимость чистой текущей стоимости от факторов изображается графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую «паука». Значения ЧТС при заданных изменениях параметров находятся в положительной области, проект не имеет риска.

Таблица 22 Расчёт экономических показателей при уменьшении объёма добычи нефти на 25%, тыс. руб.

Показатели	Обозначение	2014	2015	2016
Прирост добычи нефти, т	Q_t	58771,72	58771,72	58771,72
Прирост выручки от реализации	V_t	198601,40	198601,40	198601,40
Текущие затраты	I_t	77967,40	77967,40	77967,40
Прирост прибыли	PP_t	120634	120634	120634

Налог на прибыль и имущество	Нпр	31364,84	31364,84	31364,84
Капитальные затраты	K_t	-	-	-
Поток денежной наличности	$ПДН_t$	89269,16	89269,16	89269,16
Накопленный ПДН	$НПДН_t$	89269,16	178538,31	267807,47
Коэффициент дисконтирования	α	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный ПДН	$ДПДН_t$	81154,59	73772,03	67067,92
Чистая текущая стоимость	$ЧТС_t$	81154,59	154926,62	221994,54

Таблица 23 Расчёт экономических показателей при увеличении объёма добычи нефти на 15%, тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q_t	92355,56	92355,56	92355,56
Прирост выручки от реализации	V_t	312087,91	312087,91	312087,91
Текущие затраты	I_t	77967,40	77967,40	77967,40
Прирост прибыли	$ПР_t$	234120,51	234120,51	234120,51
Налог на прибыль и имущество	Нпр	60871,33	60871,33	60871,33
Капитальные затраты	K_t	-	-	-
Поток денежной наличности	$ПДН_t$	173249,18	173249,18	173249,18
Накопленный ПДН	$НПДН_t$	173249,18	346498,35	519747,53
Коэффициент дисконтирования	A	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный	$АДПДН_t$	157500,83	143173,12	130162,11
Чистая текущая стоимость	$ЧТС_t$	157500,83	30673,95	430836,05

Таблица 24 Расчёт экономических показателей при уменьшении цены нефти на 15%,
тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q_t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от реализации	V_t	255344,65	255344,65	255344,65
Текущие затраты	I_t	77967,40	77967,40	77967,40
Прирост прибыли	$ПР_t$	177377,25	177377,25	177377,25
Налог на прибыль и имущество	$Нпр$	46118,09	46118,09	46118,09
Капитальные затраты	K_t	-	-	-
Поток денежной наличности	$ПДН_t$	131259,17	131259,17	131259,17
Накопленный ПДН	$НПДН_t$	131259,17	262518,33	393777,50
Коэффициент дисконтирования	A	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный	$АДПДН_t$	119327,71	108472,58	98615,01
Чистая текущая	$ЧТС_t$	119327,71	227800,28	326415,30

Таблица 25 Расчёт экономических показателей при увеличении цены нефти на 20%,
тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q_t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от реализации	V_t	340459,54	340459,54	340459,54
Текущие затраты	I_t	77967,40	77967,40	77967,40
Прирост прибыли	$ПР_t$	262492,14	262492,14	262492,14
Налог на прибыль и имущество	$Нпр$	68247,96	68247,96	68247,96
Капитальные затраты	K_t	-	-	-
Поток денежной наличности	$ПДН_t$	194244,18	194244,18	194244,18
Накопленный ПДН	$НПДН_t$	194244,18	388488,36	582732,54
Коэффициент дисконтирования	A	0,9091	0,8264	0,7513

Дисконтированный	АДПДН _t	176587,38	160523,39	145935,65
Чистая текущая	ЧТС _t	176587,38	337110,78	483046,43

Таблица 26 Расчёт экономических показателей при уменьшении затрат на 20%, тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q _t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от реализации	V _t	283716,28	283716,28	283716,28
Текущие затраты	I _t	58475,55	58475,55	58475,55
Прирост прибыли	ПР _t	225240,73	225240,73	225240,73
Налог на прибыль и имущество	Нпр	58562,59	58562,59	58562,59
Капитальные затраты	K _t	-	-	-
Поток денежной наличности	ПДН _t	166678,14	166678,14	166678,14
Накопленный ПДН	НПДН _t	166678,14	333356,28	500034,42
Коэффициент дисконтирования	A	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный	АДПДН _t	151527,10	137742,82	125225,29
Чистая текущая	ЧТС _t	151527,10	289269,91	414495,20

Таблица 27 Расчёт экономических показателей при увеличении затрат на 10 %, тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q _t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от	V _t	283716,28	283716,28	283716,28
Текущие затраты	I _t	89662,51	89662,51	89662,51
Прирост прибыли	ПР _t	194053,77	194053,77	194053,77
Налог на прибыль и имущество	Нпр	50453,98	50453,98	50453,98
Капитальные затраты	K _t	-	-	-
Поток денежной наличности	ПДН _t	143599,79	143599,79	143599,79

Накопленный ПДН	НПДН _t	143599,79	287199,58	430799,37
Коэффициент дисконтирования	α	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный	ДПДН _t	130546,57	118670,87	107886,52
Чистая текущая стоимость	ЧТС _t	130546,57	249217,44	357103,96

Таблица 28 Расчёт экономических показателей при уменьшении налогов на 15%, тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи	Q _t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от реализации	V _t	283716,28	283716,28	283716,28
Текущие затраты	I _t	77967,40	77967,40	77967,40
Прирост прибыли	ПР _t	205748,88	205748,88	205748,88
Налог на прибыль и имущество	Нпр	45470,50	45470,50	45470,50
Капитальные затраты	K _t	-	-	-
Поток денежной наличности	ПДН _t	160278,38	160278,38	160278,38
Накопленный ПДН	НПДН _t	160278,38	320556,76	480835,13
Коэффициент дисконтирования	α	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный	ДПДН _t	145709,07	132454,05	120417,15
Чистая текущая стоимость	ЧТС _t	145709,07	278163,12	398580,27

Таблица 29 Расчёт экономических показателей при увеличении налогов на 20%, тыс. руб.

Показатели	Обозначения	2014	2015	2016
Прирост добычи нефти, т	Q _t	83959,60	83959,60	83959,60
Прирост выручки от реализации	V _t	283716,28	283716,28	283716,28
Текущие затраты	I _t	77967,40	77967,40	77967,40

Прирост прибыли	$ПР_t$	205748,88	205748,88	205748,88
Налог на прибыль и имущество	$Нпр$	66868,39	66868,39	66868,39
Капитальные затраты	K_t	-	-	-
Поток денежной наличности	$ПДН_t$	138880,49	138880,49	138880,49
Накопленный ПДН	$НПДН_t$	138880,49	277760,99	416641,48
Коэффициент дисконтирования	α	0,9091	0,8264	0,7513
Дисконтированный ПДН	$ДПДН_t$	126256,26	114770,84	104340,92
Чистая текущая стоимость	$ЧТС_t$	126256,26	241027,10	345368,01

По данным расчета экономической эффективности проведения оптимизации на 7 скважинах, отрицательные значения НПДН отсутствуют. При существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия, проект окупается в течении 1 года.

На расчётный счёт предприятия за рассматриваемый период поступят денежные средства в сумме 456315,54 тыс.рублей, а с учётом фактора времени, то есть дисконтирования, –378255,16 тыс.рублей. Чистая текущая стоимость положительная, то есть $ЧТС > 0$, а это является критерием эффективности проекта.

График чувствительности проекта к риску расположен в положительной области, что говорит о слабой чувствительности проекта к риску в пределах изменяющихся параметров. Поэтому предлагается внедрять его в производство.

7. 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 Лугинецком месторождении пробурены две вodoзаборные скважины. При помощи УЭЦН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

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

Таблица 30 Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механ	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.874.

	уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	измов.	ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
--	--	--------	---

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].

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

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

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

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

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]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

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;

3) 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.

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ[1]. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

Антифоны-заглушки изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

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

Неудовлетворительная освещенность

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

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

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

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и

эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [5].

Таблица 31 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 газоперерабатывающих заводов цеха	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

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

Поражение электрическим током

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

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью

в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

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

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

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, диэмульгаторы,

различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [3]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4A \cdot \text{мин}$;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 32).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 7.3.

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.

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;

- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы(для вскрытия дверей, окон и других конструкция)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой(для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы , лопаты(штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка(для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы(для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

Своевременно обнаруженный очаг возгорания позволяет избежать больших потерь имущества, а иногда и жизни людей, причиняемых огнем. Но не менее важной является возможность подачи сигнала тревоги, по которому проводится эвакуация рабочих и служащих с территории, на которой возник пожар.

Для этого в каждом здании устанавливается оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение. Использование оповещателя пожарного позволяет организованно провести мероприятия по эвакуации людей. В зависимости от конструктивного исполнения различают приборы пригодные к установке в помещении или на улице.

Таблица 32 Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещ., наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	По ПБ 08-624-03	
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1 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 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

Таблица 33 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	Ш	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
-------------	-----	-------	---	---

**Примечание:*

- Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
- Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
- Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
- Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
- Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ООО «Стимул – Т». Курить только в отведенных местах для курения;

4. 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;

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

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

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

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

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

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.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

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 оборудованьям 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.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

7.2 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 на газе нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Линейного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недро-пользователю 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.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Лугинецкого месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;

- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

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

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [4].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

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

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

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера - 16 календарных дней.

Заключение

В выпускной квалификационной работе кратко освещены степень изученности территории Лугинецкого месторождения основные черты геологического строения, физико-географические условия, рельеф и рельефообразующие процессы, гидрография и гидрогеология, полезные ископаемые, нефтегазоносность и геоэкологические особенности. Рассмотрено, что в настоящее время Лугинецкое месторождение находится в промышленной разработке, значительная часть разбурена сеткой эксплуатационных скважин. Полученные в процессе разработки месторождения геолого-промысловые материалы позволили уточнить условия отработки нефтяной части залежи, определить оптимальный подход к выделению в составе юрского массивно-пластового резервуара эксплуатационных объектов. Выявлено, что месторождение оборудовано установками электроцентробежных насосов. Проведен анализ эксплуатации этих установок. В работе рассматриваются методы повышения межремонтного периода и наработки на отказ установок электроцентробежных насосов в условиях высокого газового фактора.

Проведенный мониторинг позволил выполнить расчет экономической эффективности работ межремонтного периода и в случае отказа УЭЦН в условиях высокого газового фактора, вынесены предложения по проведению оптимизации Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Данные расчета экономической эффективности проведения оптимизации на 7 скважинах, отрицательные значения НПДН отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия, проект окупается в течении 1 года. На расчётный счёт предприятия за рассматриваемый период поступят денежные средства в сумме 456315,54 тыс. рублей, а с учётом фактора времени, то есть дисконтирования, – 378255,16 тыс. рублей. Как видим, чистая текущая стоимость положительная, то есть $ЧТС > 0$, а это является критерием эффективности проекта.

В результате исследований, проведенных автором в данной работе, можно сделать следующие выводы. Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение характеризуется сложностью геологического строения и высоким газовым фактором. Месторождение плохо изучено, однозначная модель залежи отсутствует. Эксплуатация установок электроцентробежных насосов имеет низкий уровень контроля, исходя из чего часто выходят из строя и требуют ремонта или замены. Автором ВКР предложены пути и методы повышения эффективности эксплуатации.

В свете нехватки углеводородного сырья в стране повышение эффективности эксплуатации и обеспечение бесперебойной работы месторождений является актуальным, так как поможет в решении ресурсных проблем нашей страны.

Список использованной литературы

1. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/ А.В. Ежова. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 117 с.
2. Ежова А.В. Литология: учебник / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
3. Ежова А.В. Тен Т.Г. Литолого-фациальный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие/ Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015г. - 111с.
4. Иванова М.М., Чоловский И.П., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. – М.: Нефть и газ, 2002. – 455 с.
 5. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т.1: Пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 1990.-352 с.
 6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - Москва, 1975г.
 7. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины: Тюмень, 1991 г. 54 стр.
 8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 9. ГОСТ 12 1 038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые Уровни напряжений прикосновения и токов.
 10. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
 11. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.-13 с.
 12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).

13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
- ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация.
15. ГОСТ 12.4.127-83. ССБТ. Обувь специальная. Номенклатура показателей качества (взамен ГОСТ 12.4.018-76, ГОСТ 12.4.071-79).
16. ГОСТ 12.1.006-84. Электромагнитное поле радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля, 1984.
17. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2).
18. Допустимые показатели микроклимата на рабочих местах производственного помещения (СанПиН 2.2.4.548-96)
19. Гигиенические нормы уровней виброскоростей (ГОСТ 12.0.012-90)
20. Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)
21. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2)

Фондовые материалы

22. Борщ С.С., Фирсова Т.К. Обобщение геолого-геофизических данных по Лугинецкой площади с целью уточнения строения верхнеюрской продуктивной толщи. Отчет о результатах работ тематической партии № 4/91-92. ПО «Сибнефтьгеофизика», г. Новосибирск, 1992. - 276 с
23. Ведерников Г.В., Желваков Л.П. Переинтерпретация сейсмоматериалов в северной части Лугинецкого куполовидного поднятия с целью прогноза улучшенных коллекторов горизонта Юь Отчет о тематической партии и 22/95 в масштабе 1:50000 в 3-х книгах. Колпашево, 1995. Т.2. -С.61-93.
24. Временная инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефтей и горючих газов. Москва, 1996г. С69

25. Инструкция о содержании и оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М., 1984г.
26. Иванов В.Г. Химический состав подземных вод и нефтей Лугинецкого, Герасимовского и Западно-Останкинского месторождения. Томск: «ТомскНИПИнефть», 1992г. С. 47-89.
27. Комплексный анализ гидрогеологических и гидрогеохимических материалов, составление атласа гидрогеологических и гидрогеохимических карт основных нефтегазаносных комплексов Томской области: Отчет о НИР / Отв. исполн. В.И.Вожов и др. - Новосибирск, 1996г.
28. Найданов Ю.В., Чертенков В.Г., Мурашова А.Ф. и др. Подсчет запасов свободного газа, конденсата и нефти Лугинецкого месторождения по состоянию на 10 мая 1972 г. / Отчет: Томская КГЭ. Томск, 1972г.
29. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);
30. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата, сопутствующих компонентов и создание ТЭО КИН Лугинецкого Месторождения Томской области. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2005г.
31. Чикишев А.Ю., Панков В.И. Анализ разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2002г.
32. Экологический паспорт Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2001г.
33. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах Лугинецкого нефтяного месторождения, Томск 2011г.;
34. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;

35. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;

36. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103

Динамика фонда добывающих скважин Лугинецкого месторождения

Характер скважин	Состояние	на 1.01.16	на 1.01.17
Добывающие	Всего	565	549
	Действующий	370	373
	В бездействии	136	125
	В освоении	1	0
	Эксплуатационный	508	499
	В консервации	43	28
	В пьезометре	13	10
	В ожидании ликвидации	2	3
	Ликвидировано	2	3
	Действующие	155	185
	В бездействии	27	33
	В освоении	10	5
	Эксплуатационный	190	221
	В консервации	4	4
	В пьезометре	4	4

Основные технологические показатели работы скважин с ЭЦН

Показатели	Ед. изм.	Min	Max	Средние
Дебит по нефти	т/сут	2	90	30
Дебит по жидкости	м ³ /сут	15	130	46
Динамический уровень	м	480	2200	1735
Глубина спуска насоса	м	1200	2400	2000
Забойное давление	МПа	7,0	17,5	11,5
Депрессия на пласт	МПа	4,5	15,0	7,0
Обводненность	%	10	98	46