

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Увеличение межремонтного периода скважин, оборудованных электроцентробежным насосом на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович

Тема работы:

Увеличение межремонтного периода скважин, оборудованных электроцентробежным насосом на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)

20.04.2021, №110-30/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:
--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по Первомайскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодические журналы, научно техническая литература.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Общие сведения о месторождении 3. Геолого-физическая характеристика месторождения 4. Эксплуатация механизированного фонда скважин Первомайского месторождения оборудованных УЭЦН 5. Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН 6. Оптимизация работы фонда скважин 7. Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия по оптимизации работы скважин на Первомайском месторождении 8. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Показатели разработки Первомайского месторождения 2. Показатели разработки с учетом закачки воды 3. Динамика фонда скважин 4. Действующий фонд по способам эксплуатации 5. Динамика фонда скважин за 2015-2020г. 6. Типовая характеристика погружного центробежного насоса 7. Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ 8. Схема погружного насоса 9. Газосепаратор ГСА5А 10. Электродвигатель односекционный 11. Гидрозащита открытого и закрытого типа 12. Зависимость выноса мех. примесей от забойного давления 13. Распределение отказов, в том числе по объективным причинам 14. Динамика МРП за 2015–2019г
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент к.т.н Сечин Андрей Александрович</p>
<p></p>	<p></p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Отсутствуют

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович		21.04.2021

Реферат

Дипломная работа 95 страницы, 13 рисунков, 23 таблицы, 12 источников.

Ключевые слова: месторождение, залежь, запасы, добыча нефти, разработка, скважина, оптимизация, уэцн, интенсификация добычи нефти, повышение нефтеотдачи, мрп, механические примеси.

Объектом исследования является Первомайское нефтяное месторождение.

Цель работы – Увеличение МРП скважин оборудованных УЭЦН на Первомайском месторождении (Томской области)

В работе приведены: геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, анализ разработки месторождения, показатели текущего состояния разработки. Представлен анализ структуры фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Дано описание техники и технологии добычи с применением УЭЦН и причины выхода из строя насосов. Предложены рекомендации по улучшению эффективности работы фонда скважин. Рассмотрено применение дополнительного оборудования, которое увеличивает МРП скважин.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office, текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2010, расчеты и графики в – Microsoft Office Excel 2010, рисунки в – Corel DRAW . Презентация создана в Microsoft Office Power Point 2010

Определения, обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

1 месторождение: Совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади.

2 залежь: Естественное локальное единичное скопление углеводородов в одном или группе пластов.

3 пласт: Форма залегания однородной осадочной горной породы, ограниченной двумя более или менее параллельными поверхностями.

4 нефть: Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп.

5 растворенный газ: Природная смесь углеводородных и не углеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе в растворенном в нефти или воде состоянии.

6 пористость: Наличие в горной породе пор (пустот).

7 проницаемость: Способность горной породы пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления.

8 нефтенасыщенность: Объем нефти, содержащийся в пустотном пространстве пласта-коллектора.

10 геологические запасы: Запасы месторождений (залежей), находящиеся в недрах.

11 извлекаемые запасы: Часть геологических запасов, которые могут быть извлечены из недр.

13 эффективная толщина: Сумма толщин пропластков пород-коллекторов.

14 структурная карта: Графическое изображение в горизонталях поверхности кровли или подошвы условно выбранного пласта или горизонта.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ВНЗ– водонефтяная зона;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

НЗ – нефтяная зона;

скв. – скважина;

с/п – сейсморазведочная партия;

УВ – углеводородное вещество;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

$H_{\text{дин}}$ – динамический уровень;

УЭЦН- установка электроцентробежных насосов;

Оглавление

Введение	10
1 Общие сведения о Первомайском месторождении	12
2 Геологическое строения месторождения.....	15
2.1 Стратиграфия	15
2.2 Нефтегазоносность	20
2.3 Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти	23
2.4 Характеристика свойств продуктивных пластов и их неоднородности.....	25
2.5 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.....	27
3 Технологическая часть	32
3.1 Анализ работы применяемого погружного оборудования.....	32
3.2 Эксплуатация механизированного фонда скважин Первомайского месторождения оборудованных УЭЦН.....	32
3.3 Рабочая характеристика УЭЦН.....	33
3.4 Подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на Первомайском месторождении	50
3.5 Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН.....	56
3.6 Оптимизация работы фонда скважин	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия. Расчет прироста добычи нефти.....	64
4.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти	66
4.3 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия	68
4.4 Расчёт стоимости услуг, выполненных сторонними организациями	69
4.5 Дополнительные текущие затраты по мероприятию.....	70
5 Социальная ответственность	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов	78
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	85
5.4 Экологическая безопасность	86
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
Заключение.....	93
Список литературы	95

Введение

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 году с открытием Советского месторождения. В 1966 году оно введено в промышленную разработку. В соответствии с решением правительства в 70-е и 80-е годы активно осуществлялся ввод новых месторождений, расположенных на значительных расстояниях и в труднодоступных районах. Более того, эти месторождения связаны с низкопродуктивными верхнеюрскими отложениями и требующие уже на начальной стадии механизированной добычи, поддержание пластового давления и подготовки нефти. С 1966 года по декабрь 2019 г. в Томской области было добыто более 550 млн. тонн нефти.

АО «Томскнефть ВНК» разрабатывает 20 нефтяных месторождений, максимальный уровень добычи нефти был достигнут (19 млн. тонн) в 2013 г., бурилось 1200 тыс. м скважин. Эксплуатационный фонд составлял 7096 скважин, нагнетательных 1634, средний дебит 18,8 тонн/сут. Обводненность достигла 60 %. По состоянию на 01.12.2020 г. в Томской области по категориям А+В+С1 разведано (без учета накопленной добычи) 440,8 млн. тонн нефти и предварительно учтено по категории С2 236,5 млн. тонн.[1]

Необходимо, однако, отметить, что два месторождения, с которыми связано 37% запасов, вступили в третью (снижающую) стадию разработки и обводненность продукции по ним составила более 80%.

Анализ показывает, что на месторождениях, находящихся в настоящее время в разработке, за 1995 - 2022 гг. может быть добыто 261,6 млн. тонн нефти, в том числе в 2005 - 36,9 млн. тонн, 2010 - 25,0 млн. тонн и 2020 - 22,1 млн. тонн. Таким образом, добыча нефти в Томской области будет непрерывно падать по месторождениям, находящимся в эксплуатации с 70-80 годов. Анализ показывает, что при интенсивной реализации программы ввода в разработку новых месторождений на территории Томской области добыча может быть стабилизирована на достаточно длительный период. Но

планируемые к вводу в разработку месторождения являются мелкими за исключением Крапивинского, объемы добычи которого в настоящее время составляют 15 млн. тонн в год, и активно разбуривается. Ввод новых мелких месторождений в разработку и эксплуатация требуют значительных капиталовложений. Кроме того, интенсивный отбор на таких месторождениях не рентабелен, многие из них удалены от современных линий трубопроводного транспорта. В современных условиях наиболее эффективный метод стабилизации добычи нефти – интенсификация разработки месторождений, находящихся в эксплуатации, с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов и рационализации эксплуатации дающего фонда, пересмотр бездействующего и простаивающего фондов.

На Первомайском месторождении, разрабатываемом с февраля 2002 года начаты работы по интенсификации добычи нефти. Реализация программы предусматривает достижение максимального дебита скважин при снижении забойного давления ниже давления насыщения и воздействия как на пласт, так и на систему вертикального движения жидкости.[1]

В выпускной квалификационной работе поставлена задача, на примере Первомайского месторождения в пределах фонда провести детальный анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Определить наиболее перспективные методы удержания планки по добыче, увеличение межремонтного периода скважин и максимально оптимизировать работу фонда скважин.[1]

1 Общие сведения о Первомайском месторождении

Первомайское нефтяное месторождение в административном отношении большей площадью расположено на западе Каргасокского района Томской области и лишь его северо-западная часть относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа рисунок 1.

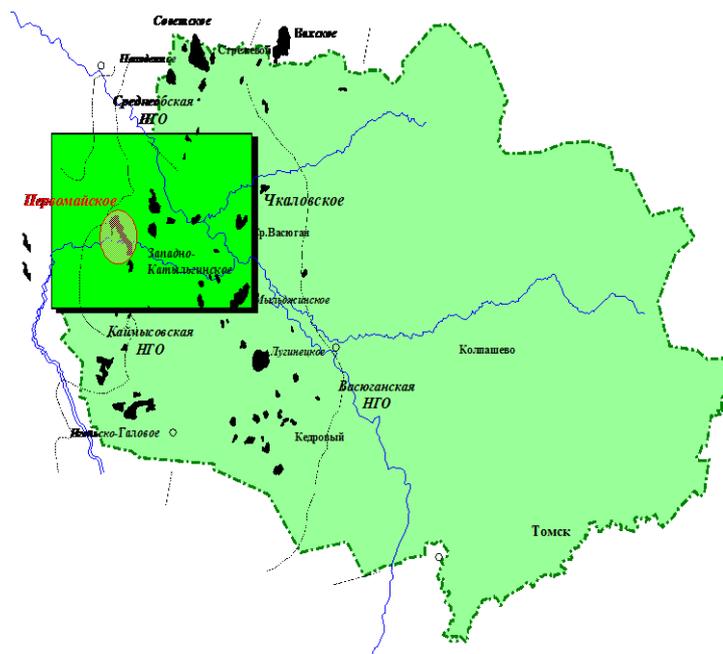


Рисунок 1– Обзорная карта

В геолого-тектоническом отношении оно приурочено к Каймысовскому своду – одной из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. В географическом отношении район проектируемых работ расположен в бассейне среднего течения р. Васюган – одной из крупных левых притоков р. Оби, точнее в пределах Васюган-Юганского междуречья. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную заболоченную и затаежную равнину, типичную для Западно-Сибирской низменности. При этом степень заболоченности территории составляет 40-50%. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от + 64 до + 114м. Гидрографическая сеть района работ представлена, помимо наиболее крупных рек: Васюган – на востоке, и Большой Юган на западе, также их притоками (Еллекулун-Ях, Катильга,

Лонтынь-Ях, Махня, Локкумьягун) и более мелкими речками и ручьями. Реки типично равнинные с сильно меандрирующими руслами и большой площадью водосбора.

Климат района континентально-циклонический, с продолжительной холодной зимой и относительно коротким жарким летом. Среднегодовая температура составляет $+3^{\circ}\text{C}$, среднемесячная июля $+17,3^{\circ}\text{C}$; наиболее холодного января -21°C . Абсолютный максимум температур достигает $+32^{\circ}\text{C}$, минимум - 55°C . Глубина промерзания грунта на залесенных участках достигает 1,5 - 2 м. Средняя продолжительность отопительного сезона составляет 244 суток.

По количеству осадков (350 - 630 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Их распределение по месяцам неравномерно, максимум на июль-август и декабрь-январь. Ледостав на реках происходит во второй половине октября, а вскрытие – в начале мая. Мощность снегового покрова на открытых местах 0,4 - 0,6 м, в залесенных – до 2 м.

Вечномерзлотные породы в районе отсутствуют. Преобладающими ветрами являются северо-западные и юго-западные, их скорость иногда достигает 20 - 25 м/с. Северные ветры как зимой, так и летом приносят резкое похолодание. Лесной покров типичен для средней полосы Сибири, это смешанные леса с таёжными массивами. Ближайшим крупным населённым пунктом является г. Стрежевой – центр нефтедобывающей промышленности Томской области. Он расположен в 215 км по прямой северо-восточнее месторождения. Здесь начинается магистральный нефтепровод Александровское-Анджеро-Судженск и параллельный газопровод на Кузбасс [1].

В системе акционерного общества АО «Томскнефть» ВНК месторождение является наиболее крупным месторождением Васюганского нефтедобывающего района и эксплуатируется Управлением добычи нефти и газа.

Ближайший населенный пункт – вахтовый посёлок Пионерный, расположен в 35 км на восток. Сравнительно крупный посёлок Новый Васюган расположен в 66 км юго-восточнее площади работ. Районный центр с. Каргасок расположен в 290 км восточнее площади работ на р. Оби. Областной центр г. Томск находится в 640 км юго-восточнее месторождения.

Плотность населения крайне низкая. Основное население составляют русские, в меньшей степени – ханты, манси, украинцы, татары, немцы. В Каргасокском районе в его западной части развиты нефтедобывающая и лесная промышленность; сконцентрированы нефтяные и газовые месторождения, часть из которых разрабатывается.

Все месторождения связаны между собой и с г. Стрежевым сетью бетонных автодорог, а также зимниками. Доставка грузов также обеспечивается по рекам Оби и Васюгану до пос. Катыльга. Период навигации продолжается с конца апреля до середины октября. Стройматериалы для обустройства буровых (песок, глины, гравий, лес) имеются непосредственно на территории. В п. Пионерный имеется аэродром с взлетной полосой с бетонным покрытием, принимающий самолеты типа Ан-24, Ан-26, Як-40. Источниками питьевого и технического водоснабжения служат естественные водоёмы и специальные водозаборные скважины глубиной до 100 - 120 м. Общая характеристика месторождения указана в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика месторождения

Дата ввода в разработку	1981
Тип месторождения	нефтяное
Количество объектов разработки	1
Система разработки	ППД заводнение
Система заводнения	блоковая трёхрядная
Дата открытия	1969
Проектный фонд скважин	878
Пробуренный фонд скважин	787
Накопленная добыча нефти, млн.т	37,5

2 Геологическое строение месторождения

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении района работ и месторождения принимают участие образования палеозойского складчатого фундамента, несогласно перекрытые мезозойско-кайнозойскими отложениями осадочного платформенного чехла мощностью от 2500 до 3500 м в глубоко погруженных зонах.

Палеозойская группа.

Палеозойские отложения вскрыты скважинами, пробуренными в различных структурных условиях на глубинах 2540 - 2733 м.

Литологически представлены сильно карбонатизированными алевролитами, серовато-зелёными, слабометаморфизованными трещиноватыми аргиллитами.

Углы падения слоёв достигают 40 - 50°. Вскрытая мощность 46 - 273 м. В кровле палеозойских образований повсеместно залегают отложения коры выветривания, представленные выветренными каолинизированными породами мощностью до нескольких метров.

Юрская система

Нижний и средний отделы – низы келловей

Тюменская свита

На палеозойских образованиях несогласно залегают континентальные осадки тюменской свиты, представленные серыми и тёмно-серыми аргиллитами, с прослоями невыдержанных по площади серых и светло-серых песчаников и алевролитов.

Песчаники и алевролиты равнозернистые, полимиктовые, линзовидно- и косослоистые.

Для разреза Тюменской свиты, характерны повышенная углистость и сидеритизация пород, прослой углей.

Келловей - оксфорд - кимеридж

Васюганская свита

Тюменская свита трансгрессивно перекрывается прибрежно-морскими отложениями васюганской свиты, в составе которой выделяются две подсвиты: нижняя, представленная тёмно-серыми аргиллитами, и верхняя, сложенная песчано-глинистыми породами.

Песчано-алевролитовые пласты верхне-васюганской подсвиты слагают регионально нефтегазоносный горизонт Ю1. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые.

В кровле горизонта Ю1 обычно залегают зеленовато-серые глауконитовые песчаники барабинской пачки. Песчаники плотные, крепкоцементированные, мощностью от десятков сантиметров до 1 - 2 метров.

Кимериджскому времени соответствуют чёрные плитчатые аргиллиты, слагающие георгиевскую свиту. Однако из-за малой мощности и неповсеместного развития по площади выделение георгиевской свиты в пределах изученного района нецелесообразно, и "георгиевские" аргиллиты рассматриваются в составе васюганской свиты.

Мощность отложений васюганской свиты 60 - 75 м.

Волжский ярус

Баженовская свита

Максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления соответствуют глубоководные, морские отложения баженовской свиты волжского возраста.

Представлена тёмно-серыми, коричневатыми битуминозными плитчатыми аргиллитами с остатками пелеципод, белемнитов, рыб, включениями гнездовидного пирита.

Битуминозные аргиллиты баженовской свиты ряд исследований относит к фациям "доманикового" типа, то есть к нефтепроизводящим.

Отложения свиты входят в состав региональной верхнеюрско-нижнемеловой покрывки над юрским нефтегазоносным комплексом.

В связи с особенностями литологического состава, чёткой стратиграфической приуроченностью и площадным распространением, баженовская свита является маркирующим горизонтом, как геофизический репер характеризуется очень высокими значениями кажущегося сопротивления (до 320 Ом·м) и повышенной естественной радиоактивностью до 100 гамм.

Мощность баженовской свиты 11 - 20 м.

Меловая система

Берриас - нижний валанжин

Куломзинская свита

В основании мелового комплекса лежат морские отложения куломзинской свиты, представленные сероцветными, полосчатыми, плитчатыми аргиллитами с прослоями кварцево-полевошпатовых песчаников.

В нижней части свиты выделяется песчано-алевритовая ачимовская пачка (пласты Б16-20) мощностью до 50 м. В кровле свиты залегают выдержанные по площади песчаные пласты Б10 и Б12.

Мощность отложений куломзинской свиты 262 - 283 м.

Нижний - верхний валанжин

Тарская свита

Регрессивно залегает на осадках куломзинской свиты. Сложена серыми и светло-серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками мелководноморского генезиса с прослоями алевролитов и тёмно-серыми полосчатыми аргиллитами, хорошо коррелируемыми по площади.

Мощность свиты 54 - 115 м.

Готерив - баррем

Вартовская свита

Готерив-барремскому времени соответствуют континентальные осадки вартовской свиты.

В южном направлении сероцветные осадки вартовской свиты постепенно замещаются пестроцветными фациями киялинской свиты.

Вартовская свита, сложена зеленовато-серыми, комковатыми аргиллитоподобными глинами с прослоями серых, зеленовато-серых песчаников и алевролитов.

Мощность отложений вартовской свиты 392 - 441 м.

Нижний апт

Алымская свита

Отложения вартовской свиты трансгрессивно перекрываются морскими осадками алымской свиты.

Литологически и фациально отложения алымской свиты подразделяются на две подсвиты : нижнюю, прибрежно-морского генезиса, сложенную светло-серыми песчаниками и верхнюю, представленную тёмно-серыми плитчатыми глубоководно-морскими глинами кошайской пачки, являющейся маркирующим горизонтом и региональной покрывкой над нижнемеловым продуктивным комплексом в пределах центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской плиты.

Мощность Алымской свиты 64 - 100 м.

Апт - альб - сеноман

Покурская свита

В состав Покурской свиты входят континентальные отложения апт - альб - сеноманского возраста, регрессивно залегающие на осадках нижнего апта.

Свита представлена переслаиванием мощных песчано-алевритовых пачек с серыми и зеленовато-серыми комковатыми глинами.

В песчано-алевритовых разностях отмечается обилие углистого детрита. Мощность отложений свиты 706 - 747 м.

Туронский ярус

Кузнецовская свита

Морские отложения туронского возраста, связанные с верхнемеловой трансгрессией, слагают кузнецовскую свиту, представленную тёмно-серыми глинами.

Выдержанность в пределах региона и чёткая стратиграфическая приуроченность позволяют отнести свиту, наряду с баженовской свитой и кошайской пачкой, к маркирующим горизонтам.

Мощность свиты составляет 10 - 23 м.

Коньяк - сантон - кампан

Берёзовская свита

На осадках турона согласно залегают морские отложения коньяк-сантон-кампанского возраста, выделяемые в берёзовскую свиту.

Сложена преимущественно серыми и зеленовато-серыми, участками опоковидными глинами, в средней части с прослоями кварцево-глауконитовых песчаников.

Мощность берёзовской свиты составляет 91 - 115 м.

Маастрихт - датский.

Ганькинская свита

Разрез мелового комплекса завершается морскими отложениями ганькинской свиты маастрихт-датского возраста.

Представлена зеленовато-серыми алевритистыми и известковистыми глинами, участками с прослоями мергелей. Мощность свиты 142 - 169 м.

Палеогеновая система

Палеогеновый осадочный комплекс слагается морскими глинистыми осадками талицкой свиты (палеоцен), люлинворской свиты (эоцен), чеганской свиты (верхний эоцен - нижний олигоцен) и континентальными песчано-глинистыми отложениями среднего и нижнего олигоцена, выделяемыми в некрасовскую серию.

Общая мощность палеогеновых отложений 570 - 580 м.

Четвертичные отложения

Представлены желтовато-серыми суглинками, песками, переходящими вниз по разрезу в глины.

Мощность четвертичных отложений 20 - 40 м [5].

2.2 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность месторождения стратиграфически связана исключительно с отложениями васюганской свиты (J₃VS), залегающими непосредственно под региональной покрывкой – аргиллитами баженовской свиты.

Залежь нефти пластовая сводовая, литологически ограничена.

Залежь Первомайского месторождения приурочена к горизонту Ю1 васюганской свиты, сложенному двумя песчаными пластами Ю1-0, Ю1-1 и разделяющим их глинистым экраном мощностью от 7 до 14 м.

Пласт Ю1 литологически неоднородный, представлен мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность пласта варьирует в широких пределах от 7 до 30 м. Пласт по данным промысловой геофизики и керна водоносный, при опробовании его в 4 скважинах получены притоки пластовой воды от 4,7 м³/сут, при динамическом уровне 187 м до 0,7 м³/сут при переливе.

Выше залегает продуктивный пласт Ю1-0, литологически однородный, хорошо выдержанный и коррелируемый по площади. Мощность пласта в пределах большей части месторождения закономерно увеличивается от 8,2 м в присводовой части структуры до 15,0 м. На крыльях, при общей тенденции уменьшения мощности пласта в северном направлении за счёт постепенного замещения песчаников глинистыми разностями до полного выклинивания в районе скважины 259.

Эффективная мощность пласта также закономерно увеличивается от 6,2 м в сводовой части до 11,0 - 14,0 м на склонах структуры и уменьшается к северной переклинали до 1,4 - 4,0 м.

Литологически пласт представлен серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками, полевошпатово-кварцевыми, реже полимиктовыми.

Коллекторские свойства пласта характеризуются значениями открытой пористости 14,5 - 20,4%, проницаемости параллельно напластованию 11,5 - 103,6 мд.

Кровля пласта Ю1-0 совпадает в разрезе с кровлей горизонта Ю1 и чётко выделяется по промыслово-геофизическим данным минимумом на кривых кажущегося сопротивления ниже подошвы высокоомной баженовской свиты.

По керну кровля пласта Ю1-0 также уверенно отбивается на контакте коричневатого-серых битуминозных аргиллитов баженовской свиты с чёрными плитчатыми аргиллитами и зеленоватого-серыми глауконитовыми песчаниками в кровле васюганской свиты.

Опробование пласта проведено в 27 скважинах. Пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2444,0 - 2547,2 м (а.о. -2346,6 – -2462,2 м).

Скважина 259 оказалась в зоне полного выклинивания коллектора пласта Ю1-0 и опробование его не проводилось.

Промышленные притоки нефти получены в 18 скважинах. Дебиты нефти через 8 мм штуцер составили 25,0 - 88,0 м³/сут, газа 0,8 - 2,6 тыс.м³/сут.

Притоки нефти с пластовой воды получены в приконтурной скважине 266, где дебит нефти через 4 мм штуцер составил 8,7 м³/сут, пластовой воды – 1,7 м³/сут, и в скважине 254, вскрывшей зону ВНК в пределах отдельного северо-восточного купола. Дебит нефти через 6 мм штуцер составил 28,6 м³/сут, пластовой воды – 7,1 м³/сут.

При опробовании пласта в законтурных скважинах получены притоки пластовой воды и пластовой воды с плёнкой нефти дебитами 5,3 м³/сут на динамическом уровне 163 м (скв. 247) до 2,2 м³/сут при переливе (скв. 272).

По промыслово-геофизическим данным удельное электрическое сопротивление нефтеносного пласта составляет 4,5 - 28,0 Ом·м, водоносного – 2,2 - 4,8 Ом·м.

Залежь нефти пластовая сводовая, литологически ограниченная. В районе скв. 254 обособливается самостоятельная небольшая залежь, связанная с северо-восточным куполом.

Внешние контуры нефтеносности залежей определены на структурной карте по кровле проницаемой части пласта Ю1-0, внутренние контуры – на структурной карте по подошве пласта.

Данные по водообильности напорам контурных вод, химизм и метаморфизм вод юрского водоносного комплекса позволяют определить режим залежей как водонапорный. В результате пробной эксплуатации пласта Ю1-0 в скважинах 249, 250, 271 установлено постоянство дебитов, газовых факторов, пластовых и устьевых давлений в течение эксплуатационного периода.

Пластовое давление в залежи, приведённое к абсолютной отметке - 2440 м, составляет 258,3 - 265,5 атм., пластовая температура 86,5 - 93°С.

Газовый фактор изменяется в пределах залежи от 17,6 до 76,0 м³/м³. Водонефтяной контакта на месторождении установлен по совокупности промыслово-геофизических данных, результатов опробования и насыщения по керну.

Для залежи в районе скважины 254 ВНК чётко устанавливается по промыслово-геофизическим данным на а.о. -2410 м, которая подтверждается и результатами опробования из интервала 2511 - 2515 м (а.о. -2407 – -2411 м) получено 28,6 м³/сут нефти и 7,1 м³/сут пластовой воды.

В пределах основной залежи выявлен региональный наклон плоскости ВНК с востока на запад. Для восточного склона ВНК принят на а.о. -2423 м,

при опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти.

На западном склоне месторождения ВНК по результатам опробования уверенно устанавливается раздел вода - нефть в интервале отметок от -2440 до -2445 м.

В переклиналильных частях залежи ВНК принят на отметках от -2423 до -2440 м. Наклон плоскости ВНК в пределах основной залежи обусловлен особенностями гидродинамического режима. Наблюдение за статическими уровнями в пьезометрических скважинах свидетельствует о значительном различии в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры. В региональном плане данное явление связано, по-видимому, с общим напором вод верхнеюрского комплекса со стороны Колтогорского мегапрогиба, непосредственно примыкающего с востока к Каймысовскому своду.

В процессе бурения и опробования скважин на Первомайском месторождении залежей нефти и газа в ниже- и вышезалегающей частях разреза не выявлено. Нефтегазопроявлений в керне и нефтегазонасыщенных пластов по результатам интерпретации промыслово-геофизических данных также не отмечено.

2.3 Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти

Следствием вышеупомянутых фациальных условий за малой толщины горизонта Ю1 на Первомайском месторождении в осадконакопления является значительная вариация общей толщины горизонта Ю1 в пределах месторождений Васюганского района. Максимальные общие толщины горизонта на Оленьем месторождении достигают 30 - 35 м, а минимальные – на Первомайском не превышают 20 м. В результате изнем выделяется один продуктивный пласт.

Тип залежей на месторождениях пластовый сводовый, часто литологически ограниченный. Средняя глубина залегания горизонта 2440 - 3050 м. Границы залежей (поверхности водонефтяных контактов и линии замещения коллекторов) во многих случаях установлены по косвенным данным. В пределах месторождений абсолютные отметки ВНК на разных участках различаются на 10 - 20 и более метров. На Первомайском месторождении ВНК на западном крыле структуры ниже, чем на восточном. Основные геолого-физические характеристики месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика месторождения

Параметры и показатели		Первомайское
Стратиграфический возраст		верхняя юра (J ₃)
Продуктивный горизонт		Ю1
Продуктивные пласты		Ю1-0
Тип залежи		пластово-сводовая,
Средняя глубина залегания, м		2444
Высота залежи, м		135
Тип коллектора		поровый
Литолого-петрографическая характеристика		песчаники полевошпатово-кварцевые, средне- и мелкозернистые, среднесцементированные, цемент гидрослюдистый каолиновый
Отметка ВНК (абсол.), м		2440
Толщины продуктивного пласта, м	общая	1,2 - 20,0
	эффективн.	0,6 - 14,0
	нефтенас.	0,6 - 14,0
Фильтрационно-ёмкостная характеристика по керну	пористость	0,18
	нефтенас.	0,738
	проницаемость, мкм ²	0,037

Интегральные кривые распределения объёма продуктивной части горизонта Ю1 по пропласткам различной толщины показывают, что значительная доля объёма коллектора, а следовательно и запасов нефти, содержится в пропластках малой толщины (1-2 м). Так по Первомайскому месторождению в пропластках толщиной до 2-х метров доля начальных запасов составляет почти 25%.

Можно полагать, что чем больший объём запасов нефти содержится в пропластках малой толщины, тем сложнее достижение высоких показателей разработки месторождения и тем более низкая нефтеотдача будет достигнута в результате разработки. Чем большая доля запасов нефти заключена в пропластках малой толщины, тем выше степень прерывистости коллектора, так как вероятность выклинивания или замещения пропластка малой толщины выше. Часто удаётся установить статистическую связь между толщиной пропластка и площадью его распространения в пласте. Подобные пласты ведут себя при разработке как объекты с низкой гидропроводностью. По ним наблюдаются невысокие темпы отбора нефти, слабая реакция на процесс заводнения, низкий охват заводнением и невысокая нефтеотдача.

С точки зрения разработки месторождений горизонт Ю1 представляет собой сложнопостроенную гидродинамическую систему, в пространстве которой наблюдается геометрически незакономерное чередование коллекторов и пропластков, лишённых коллекторских свойств. В то же время пространственное расположение песчаных и глинистых прослоев подчинено изменениям фациальной обстановки.

В этих условиях важнейшее значение для адекватной оценки показателей разработки месторождений и коэффициентов извлечения нефти имеет учёт прерывистости продуктивных пластов. Известно, что этот параметр является одним из определяющих при выборе оптимальной плотности сетки скважин.

2.4 Характеристика свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Коллектора горизонта Ю1 представлены песчаниками светло-серого, серого, зеленовато - и буровато-серого цвета, от мелкозернистых до крупнозернистых, реже гравелитовых, с различным содержанием алевритовой примеси. Структура псаммитовая и алевропсаммитовая.

Сортировка обломочного материала различная, но в основном близка к хорошей. Текстуры песчаников однородные, беспорядочные и слоистые. Слоистость косая, линзовидная, пологоволнистая, тонкогоризонтальная. Обусловлена слоистость сменой гранулометрического состава пород.

Наибольшее распространения получили полевошпатово-кварцевые, мелко- и среднезернистые песчаники. Тип цементации в песчаниках – поровый, плёночный, редко базальтный. В составе цемента преобладает каолинит, в меньших количествах встречается гидрослюда, кальцит и хлорит, часто отмечается наличие вторичного цемента. Главными породообразующими минералами являются кварц и полевые шпаты. Существенной особенностью полевошпатовых песчаников является повышенное содержание пелитового материала, что влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства этих пород и увеличивает содержание связанной воды (до 20-30%) из-за присутствия, как глинистого цемента, так и наличия пелитизированных зёрен полевых шпатов[6].

Пористость в пределах резервуаров меняется от 11 до 20%, проницаемость – от 0,001 до 0,48 мкм², нефтенасыщенность – от 0,31 до 0,82. Средние значения по пластам составляют соответственно: пористость 15,4 - 18,2%, проницаемость 0,008 - 0,037 мкм², нефтенасыщенность 0,58 - 0,73. Основная особенность фильтрационной характеристики коллекторов выражается в значительном снижении продуктивности скважин после их обводнения на 20 - 30%.

Коллекторские свойства пласта изучены по результатам исследования керна 42 скважин. Для обоснования средних значений пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности по керновым данным использовались соответственно 1053, 840 и 647 определений. Средние значения коэффициентов равны: пористости – 0,175, проницаемости – 0,017 мкм², нефтенасыщенности – 0,654. Диапазон изменения значений довольно высок.

2.5 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов

Нефть

Исследование физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов проводилось в специализированных лабораториях ЦНИПРа, ТПИ, СибНИИИп и института «ТомскНИПИнефть». Химические свойства нефти изучены по 85 глубинным пробам таблица 3 и 109 поверхностным пробам таблица 4

Нефти существенно недонасыщены газом, давление насыщения много ниже начального пластового, объёмный коэффициент сравнительно мал. Нефть Первомайского месторождения в пластовых условиях характеризуется низкими вязкостью и плотностью, высокой степенью пережатия, что обусловлено высоким пластовым давлением, превышающим давление насыщения в 2 раза. Повышенная плотность наблюдается в центральной и северной частях месторождения. Дегазированная нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, сернистая и парафинистая [3,6].

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти

Пластовая температура, °С	90
Давление насыщения, МПа	6,3
Газосодержание (однократное), м ³ /т	54,5
Газовый фактор (ступенчатое), м ³ /т	37,5
Объёмный коэффициент	1,159
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	764
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1,15

Таблица 4 – Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефти

Плотность, кг/м ³	841
T застывания, °С	-20

Содержание, % серы, смол сернокислых смол силикагелевых асфальтенов, парафинов	0,7 17,8 7,2 2,1 3,2
Вязкость, мПа*с при 20 °С при 50 °С	5,7 2,7
Выход фракций, % объёмн. 100 °С 150 °С 200 °С 300 °С	10 21 40 55

Нефтяной газ

Газ жирный, с малым количеством углекислого газа, азота, гелия и других инертных газов таблица 5.

Таблица 5 – Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

Углекислый газ	1,12
Азот + редкие, в т.ч. гелий	2,6
Метан	66,56
Этан	7,44
Пропан	12,16
Изо-бутан	2,52
Норм.-бутан	4,74
Изо-пентан	1,07
Норм.-пентан	1,00
Остаток (C ₆ + высшие)	0,79
Молекулярная масса	26,18
Плотность, кг/м ³	1,088

Более подробно данный состав продемонстрирован на рисунке 2.

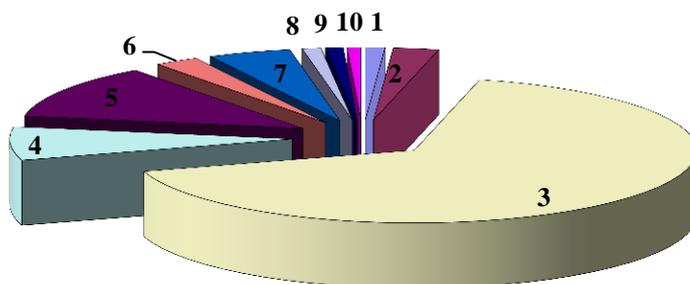


Рисунок 2 – Компонентный состав нефтяного газа

Абсолютная плотность газа составляет в среднем 1,088 кг/м³. Химические свойства нефти по поверхностным пробам изучены практически по всей залежи. Увеличение плотности наблюдается в центральной и северной частях месторождения. Дегазированная нефть лёгкая, маловязкая, малосмолистая, сернистая и парафинистая, с низкой температурой начала кипения (+67,5°С) и высоким выходом фракций, выкипающих до 300°С.

Характеристики пластовой и закачиваемой воды

Пластовые и закачиваемые сеноманские воды имеют невысокую общую минерализацию и невысокую плотность таблица 6 Вязкость воды в лабораторных условиях не определялась. Согласно зависимости, полученной СибНИИНП, вязкость закачиваемой воды в пластовых условиях составляет 0,35 - 0,40 мПа·с.

Таблица 6 – Характеристика пластовых вод

Пластовая вода	
Плотность, кг/м ³	1027,0
Общая минерализация, г/л	37,4
Сеноманская вода	
Плотность, кг/м ³	1012,0
Общая минерализация, г/л	19,6

Верхнеюрский водоносный комплекс представлен двумя водоносными комплексами, соответствующие водоносным пластам Ю1-0 и Ю1-1, разделёнными глинами толщиной 7 - 14 м – скважины, вскрывшие пласт Ю1-0, средне- и высокодебитные.

Минерализация изменяется от 32 до 40 г/л, с более высокими значениями в восточной части месторождения. Тип вод хлоридно-натриевый. Из редких элементов отмечено высокое содержание стронция (до 540 мг/л); в восточной части месторождения концентрация железа выше и достигает 150 мг/л. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен отложениями покурской свиты. Воды комплекса используются для поддержания пластового давления. Воды по составу хлоридно-натриевые с минерализацией 17,9 г/л, бессульфатные, содержание общего железа около 1,9 мг/л.

Запасы нефти

Запасы нефти месторождений Васюганского района по степени своей изученности относятся к категориям В, С1 и С2. На рассматриваемом месторождении оценка и утверждение запасов проводились дважды: по завершению геолого-разведочных работ и после разбуривания проектной сеткой эксплуатационных скважин таблица 7. Разведочные работы по уточнению контуров нефтеносности на Первомайском месторождении продолжаются.

Таблица 7 – Характеристика запасов нефти

Первоначальная оценка, тыс.т.	1976 г.
В + С1	151223
С2	1734

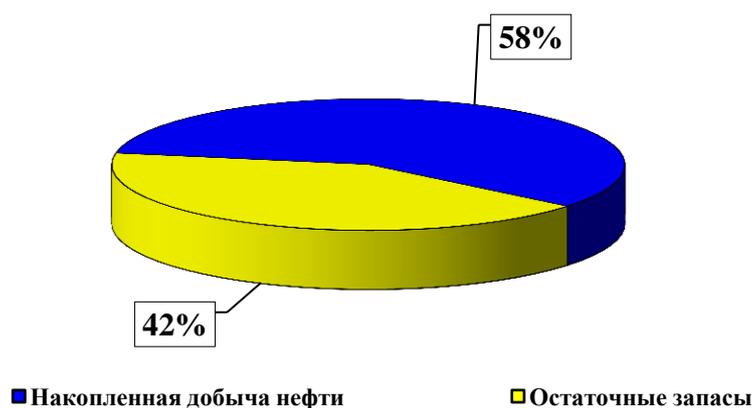


Рисунок 3 – Выработанность пласта

В 2000 году на северной периклинали пробурена поисково-оценочная скважина 2291, по результатам которой осуществлен прирост запасов в количестве: 1731717 тыс.т балансовых/извлекаемых (Протокол № 47 от 12.03.2001 г. ЦКЗ МПР РФ). Всего прирост запасов нефти категории С1 составил 22149/9171 тыс.т балансовых/извлекаемых и подтвердил величину запасов, утвержденных ГКЗ СССР в 1976 году и числящихся на балансе Росгеолфонда. По состоянию на 1.01.2002 г. на балансе Росгеолфонда числятся начальные запасы нефти (таблица 8) по Первомайскому

месторождению (основная залежь) в следующих количествах: категории В+С1 балансовые 151.945 млн. т, извлекаемые - 62.860 млн. т[1,6].

Таблица 8 – Запасы нефти Первомайского месторождения

Категория запасов		Утвержденные запасы нефти тыс.т	
		ГКЗ 1976г. (Протокол №7720 от 3.11.1976 г.)	ЦКЗ 1992г. (Протокол №26 от 9.06.1992 г.)
В+С1	Балансовые	146130	129796
	Извлекаемые	66490	53689
	КИН	0,455	0,414
С2	Балансовые	7060	1128
	Извлекаемые	3210	148
	КИН	0,455	0,131
В+С1+С2	Балансовые	153190	130924
	Извлекаемые	69700	53837
	КИН	0,455	0,411

3 Технологическая часть

3.1 Анализ работы применяемого погружного оборудования

В настоящее время, на месторождение применяется только механизированный способ добычи нефти.

За 2019 год фонд скважин увеличился с 92 скважин до 95. В Сентябре месяце 2019 г добывающий фонд скважин составлял 95 скважин, все скважины оборудованы УЭЦН.

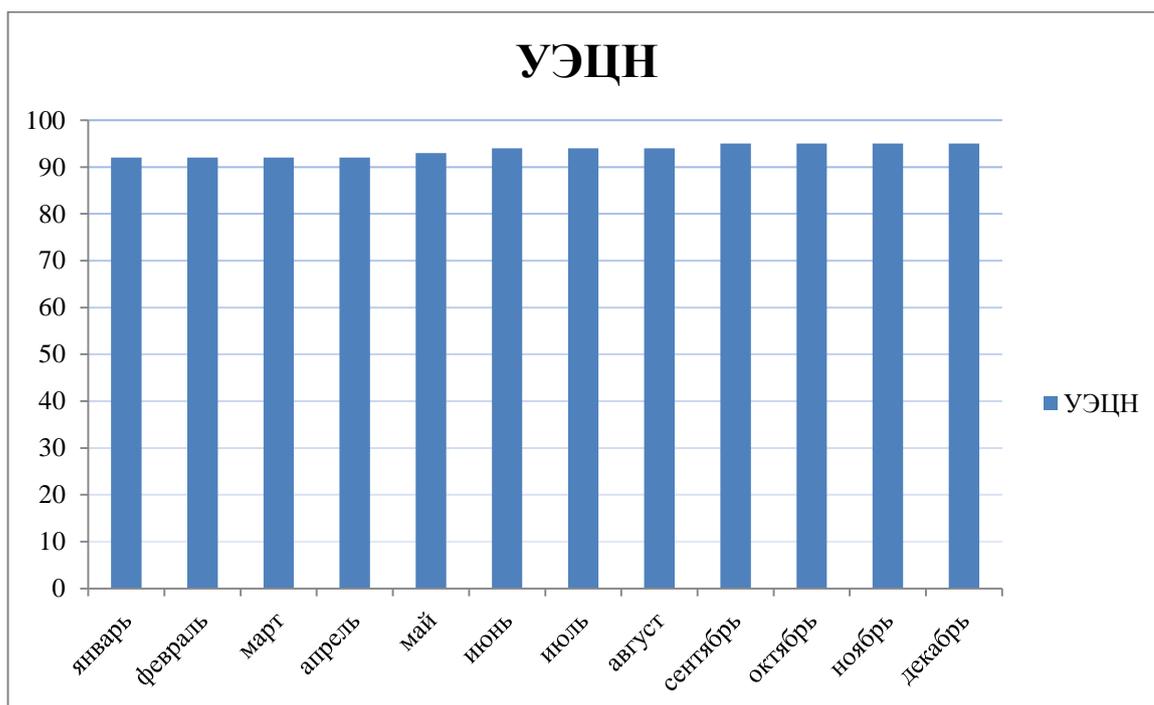


Рисунок 5 – Динамика фонда скважин за 2019г.

Так за 2019 год выведено из бездействия 2 скважины, оборудованные УЭЦН и 2 скважины запущены после ремонта. Суммарный прирост суточной добычи составил 78 тонн.

3.2 Эксплуатация механизированного фонда скважин Первомайского месторождения оборудованных УЭЦН

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1786 - 89, при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1786 - 89, 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 коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».[3]

3.3 Рабочая характеристика УЭЦН

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин:

1. нефтяных с высоким содержанием парафина;
2. малодебитных с низким уровнем жидкости;
3. малодебитных с водонапорным режимом;
4. высокодебитных;
5. сильнообводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо отбирать большое количество воды;
6. глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности;
7. наклонных скважин;
8. с высоким газосодержанием;
9. с содержанием солей в добываемой жидкости.[3]

Однако эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

Характеристика работы насоса резко снижается уже при 1...2% содержании газа (по объему). Методами борьбы с попаданием газа в насос являются:

- увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), η (Q) (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача), которая обычно дается в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале рисунок 6

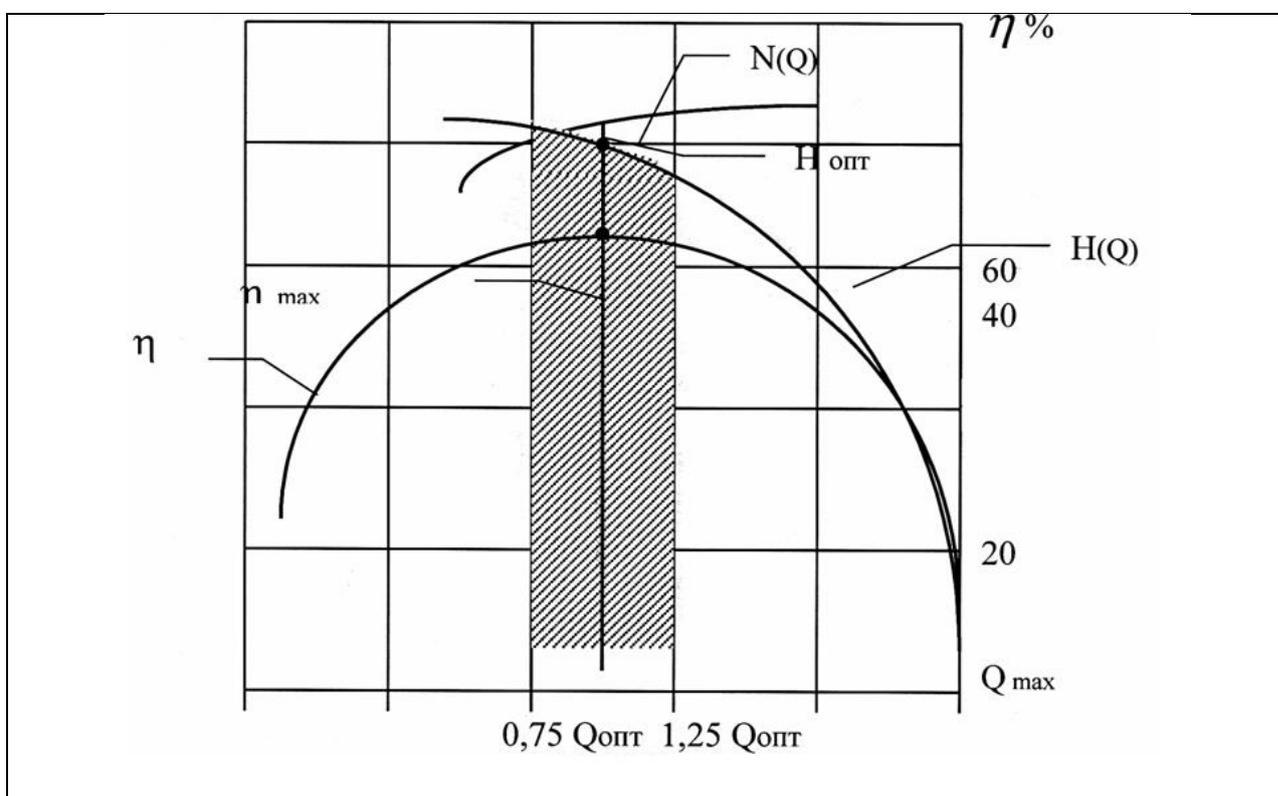


Рисунок 6 – Типовая характеристика погружного центробежного насоса

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой задвижке ($Q = 0$, $H = \max$) и при отсутствии противодавления на выкиде ($Q = Q_{\max}$, $H = 0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а следовательно и $\eta = 0$. [3]

При определенном соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, η достигает максимального значения равного примерно 0,5...0,6. Подача и напор соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называются оптимальными.

Зависимость η (Q) около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3...5%. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.[3]

Номинальные значения КПД установки соответствуют работе на воде.

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- 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 мм²/с;
- водородный показатель попутной воды рН 6,0...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 - 90 °С;

– для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45...125 кВт - 95 °С;

– для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90...250 кВт - 100 °С таблица 9

Таблица 9 – Габаритные размеры насосных агрегатов

Наружный диаметр насоса, мм.	диаметр корпуса	Длина секций, м.	СВ	СС	СН
5	92	С-3	3365	3365	3510
5А	103	С-4	4365	4365	4510
6	114	С-5	5365	5365	5510

Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно: для установок УЭЦНМ5 – 121,7 и 112 мм; для УЭЦНМ5А – 130 и 124 мм; для УЭЦНМ6 с подачей до 500 м³/сут (включительно) – 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м³/сут – 148,3 и 140,5 мм. [3]

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.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК рисунок 7 состоит из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6, наземного электрооборудования - трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 5.

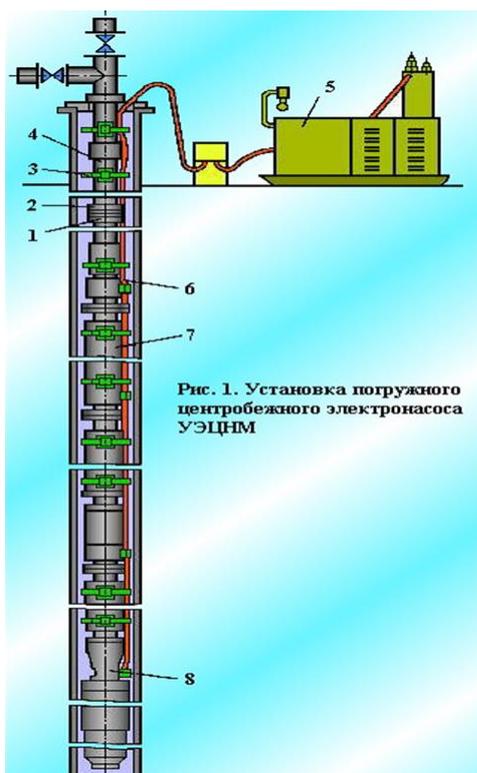


Рисунок 7 – Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

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

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.

Электроцентробежные погружные насосы производства "АЛНАС" (сокращенно ЭЦНА) применяются для подъема пластовой жидкости, а также в системах поддержания пластового давления. "АЛНАС" производит и поставляет центробежные погружные насосы в габаритных группах 5, 5А и 6, производительностью от 10 до 1500 м³/сут и напором до 2500 м. Широкая номенклатура насосов позволяет подобрать оборудование практически под любые условия эксплуатации, рисунок 8.



Рисунок 8 – Схема погружного насоса

Насосы "АЛНАС" спроектированы по секционному принципу и в общем случае состоят из входного модуля, насосных секций, газосепаратора, обратного и спускного клапанов. Обратные клапаны имеют высокую герметичность, что позволяет Потребителю производить опрессовку насосно-компрессорных труб. По желанию Потребителя входной модуль может быть изготовлен как одно

целое с насосной секцией, что позволяет уменьшить количество соединений. Входной модуль может быть оснащен высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надежно откачивать пластовую жидкость с большим содержанием механических примесей. При высоком содержании газа в пластовой жидкости в состав насоса может быть включен газосепаратор с приемной сеткой, при этом нет необходимости во входном модуле.[4]

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. По всей длине каждой секции установлены промежуточные радиальные подшипники, что обеспечивает надежную и продолжительную работу насоса.

Применение специальных противоположных муфт позволяет снизить количество наиболее сложных аварий, связанных с расстыковкой секций насосов.

Обратный клапан 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 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 сродки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый.

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

Двигатель - асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным 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 фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») – многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.[6]

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор.

Газосепаратор незаменим, при добыче нефти из скважин с большим содержанием растворенного газа. Устанавливается между входным модулем и насосной модуль-секцией. "АЛНАС" производит и поставляет эффективные газосепараторы для различных условий эксплуатации для всех типов насосов.

Принцип действия газосепаратора (рисунок 9) основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключаются образование пазовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки.[6]



Рисунок 9 – Газосепаратор ГСА5А

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах Reda, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на

входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

В отечественных установках ЗАО «Алнас», а также насосах фирмы Centrilift и Reda, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично, таблица 9

Таблица 9 – Технические характеристики газосепараторов производства ЗАО «Алнас»

Обозначение	Подача в рабочей зоне	Напор	Мощность потребляемая, кВт	Внешний диаметр	Максимальное содержание свободного газа на приеме, %
1МНГ5	25-250	4	1.5	92	55
МНГ5А	90-360	4.6	1.9	103	55

Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об/мин, вытесняют более тяжелые жидкости на периферию, и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более легкая жидкость (пар) остается около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину. 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.[5]

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

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 м³/сут.

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. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоского кабеля 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.[6]

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: одно - с валом диаметром 25 мм – для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут, другое – 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.

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закрепленной на ней стальной полосы, таблица 10

Таблица 10 – Применяемые пояса крепления кабеля (клямсы)

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

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты, рисунок 10.

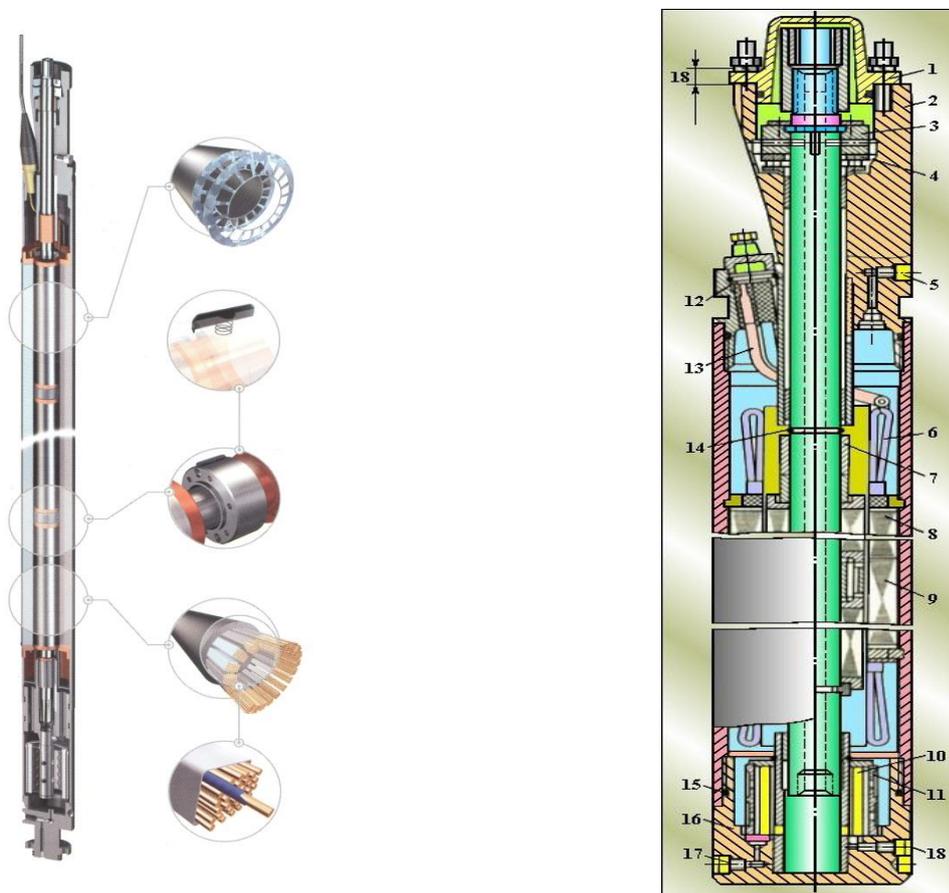


Рисунок 10 – Электродвигатель односекционный:

1 – крышка; 2 – головка; 3 – пята; 4 – подпятник; 5 – пробка; 6 – обмотка статора; 7 – втулка; 8 – ротор; 9 – статор; 10 – магнит; 11 – фильтр; 12 – колодка; 13 – кабель с наконечником; 14 – кольцо; 15 – кольцо уплотнительное; 16 – корпус; 17, 18 – пробка

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 130⁰ 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 – ±0,2 Гц; по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.[6]

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029 - 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ – погружной электродвигатель унифицированный; С – секционный (отсутствие буквы – несекционный); К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное); 125 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; Д – шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы – основная модель); В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД – электродвигатель; К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное исполнение); 45 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В – верхняя секция (отсутствие буквы – несекционный, С – средняя секция, Н – нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П – протектор; К – коррозионностойкая (отсутствие буквы – исполнение

нормальное); 92 – диаметр корпуса в мм; Д – модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы – основная модель с барьерной жидкостью).

Типы, номинальные параметры двигателей приведены 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.

Погружные электрические двигатели (сокращенно ПЭД) применяются в качестве привода для ЭЦН, выпускаются в трех габаритных группах: 103, 117 и 130 мм, мощностью от 12 до 250 кВт. Выпускается более 60 модификаций ПЭД различной мощности, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание двигатель - насос для обеспечения работы установки с максимально возможным коэффициентом полезного действия.

Технология изготовления обуславливает высокое качество и надежность погружных электрических двигателей производства "АЛНАС".

Применение специальных электротехнических материалов позволяет эксплуатировать погружные двигатели при температуре пластовой жидкости до 120⁰ С. В специальном термостойком исполнении - до 160⁰ С.

После сборки на специальных стендах, на которых контролируется качество отдельных узлов, электродвигатель испытывается на станции, в условиях, приближенных к реальным, в том числе с нагревом до рабочих температур. Испытаниям подвергаются 100% двигателей, после испытаний все они разбираются и тщательно проверяются. Проводится контроль сопротивления изоляции по индексу поляризации.

Погружные электродвигатели ПЭДУК 16...70-103М2В5, ПЭДУКС 100...140103М2В5, ПЭ-ДУК22...140-117М2В5, ПЭДУКС 160...180-117М2В5 являются обычными асинхронными двигателями. В отличии от

серийных укороченные имеют 12 пазов вместо 18, но имеют более низкую температуру нагрева обмотки и не требуют повышенного напряжения питания, как двигатели типа РППЭД-я и ПРЭД.[6]

Снижение длины статора по сравнению с серийными ПЭД (технические характеристики представлены в таблице 7) стало возможным из-за увеличения мощности на роторе в 1,3 раза, за счет применения оптимального профиля статорного железа.

Применение укороченного статора позволило получить двигатели мощностью до 70 кВт в габарите 103, 140 кВт в габарите 117 в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надежность по сравнению с секционными ПЭД, за счет исключения наиболее слабого стыковочного узла.

Применение укороченного статора позволило получить новый мощностной ряд двигателей в едином корпусе, что упрощает подбор его к насосу и не требует замены существующих на промыслах трансформаторов ТМПН.

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

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

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

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

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- открытого типа – П92; ПК92; П114; ПК114;

– закрытого типа – П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Однако в ЦДНГ-8 производится пробная эксплуатация наиболее эффективных типов гидрозащит, представленных ниже.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К – в обозначении) исполнений. В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109 – 81.[6]

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см^3 , обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя, рисунок 11 а,б

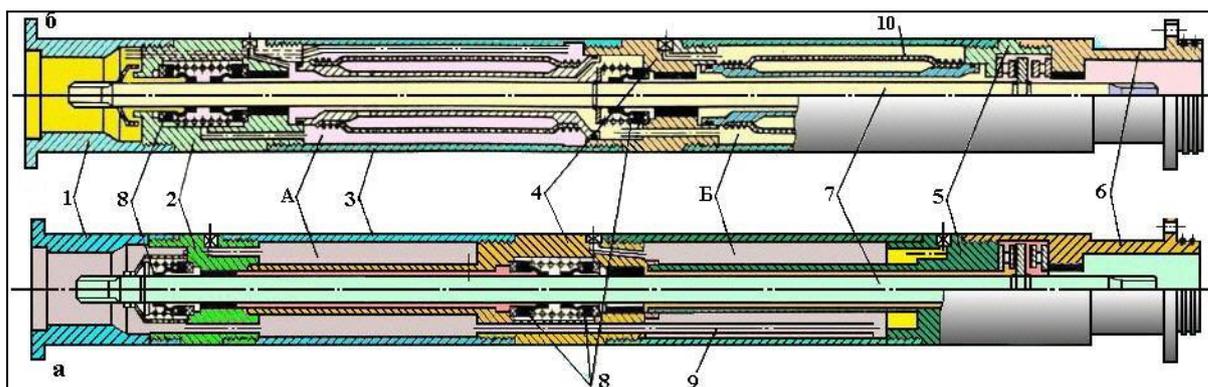


Рисунок 11 – Гидрозащита:

а) открытого типа; б) закрытого типа:

А – верхняя камера; Б – нижняя камера; 1 – головка; 2 – верхний ниппель; 3 – корпус; 4 – средний ниппель; 5 – нижний ниппель; 6 – основание; 7 – вал; 8 – торцовое уплотнение; 9 – соединительная трубка; 10 – диафрагма.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя – диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозашитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе, таблица 11

Таблица 11– Характеристики гидрозащиты ПЭД

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

3.4 Подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на Первомайском месторождении

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера УЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины. С учетом:

1. коэффициента продуктивности данной скважины (по результатам гидродинамических исследований скважины);
2. данных инклинометрии;
3. газового фактора;
4. давления пластового;
5. давления насыщения;
6. обводненности добываемой продукции;
7. концентрации выносимых частиц.

Суть метода подбора УЭЦН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении ее с

реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$.

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}, \quad (3.1)$$

Давление на приеме насоса:

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{заб}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{н}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \quad (3.2)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса,

$L_{\text{с}}$ – глубина скважины.

Принимая давление на приеме насоса оптимальным $P_{\text{опт}}$, вычисляем глубину спуска насоса $H_{\text{н}}$:

$$H_{\text{н}} = L_{\text{с}} + \frac{10^6 \cdot (P_{\text{опт}} + Q / K_{\text{пр}} - P_{\text{пл}})}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (3.3)$$

Затем по экспериментальным кривым распределения давления в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $P_{\text{вых}}$ при заданной подаче Q . [7]

Давление $P_{\text{н}}$, необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}}, \quad (3.4)$$

где $P_{\text{вых}}$ – давление на выходе насоса.

При необходимости пересчета давления (P_H) в напор, выражение (3.4) записывается в виде

$$H = 10^6 \cdot (P_{\text{ВЫХ}} - P_{\text{ОПТ}}) / (\rho_{\text{Ж}} \cdot g), \quad (3.5)$$

В процессе подбора необходимо руководствоваться принятой методикой. При этом максимальное содержание свободного газа у приема насоса не должно превышать 25 % для установок без газосепараторов. В случае, если по скважине ожидается значительный вынос мех. примесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

Результаты подбора:

1. расчетный суточный дебит,
2. напор насоса,
3. внутренний минимальный диаметр эксплуатационной колонны,
4. глубина спуска,
5. расчетный динамический уровень,
6. максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН.

К особым условиям эксплуатации относятся:

1. высокая температура жидкости в зоне подвески,
2. расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса,
3. содержание мех. примесей, соли,
4. наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости заносятся в паспорт-формуляр.

Опасные зоны в колонне, где темпы набора кривизны превышают допустимые нормы, заносятся в паспорт-формуляр при оформлении заявки для «ЗАО АЛНАС-Н».[6]

При подборе УЭЦН необходимо, чтобы скважина после запуска и вывода на режим работала в потенциале. Потенциал скважины определяется по следующей методике.

Стандартный расчёт через $Q_{ж}$, $P_{пл}$, $P_{заб}$ (для работающих скважин)

Исходные данные:

1. $Q_{ж}$ – текущий дебит скважины, м³/сут
2. $P_{пл}$ – пластовое давление, атм;
3. $P_{заб}$ – забойное давление, атм;
4. $P_{нас}$ – давление насыщения, атм;
5. μ – вязкость нефти в пл. усл., сПз;
6. V – объёмный коэффициент нефти;
7. $r_{скв}$ – радиус скважины, м;
8. R_k – радиус контура питания, м;
9. S – скин (определяется по результатам исследований скважин на

различных режимах или снятия кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WELLTEST; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины – $K_{пр}$:

$$K_{пр} = Q_{ж} / (P_{пл} - P_{заб}), \text{ при } P_{заб} > P_{нас}; \quad (3.6)$$

$$K_{пр} = Q_{ж} / (P_{пл} - P_{нас} + P_{нас} \cdot (1 - 0,2 \cdot (P_{заб} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (2 \cdot P_{заб} / P_{нас}) / 1,8)), \quad (3.7)$$

при $P_{заб} < P_{нас}$.

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (3.8)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины – Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + (K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8. \quad (3.9)$$

4. Определяется потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб 50} = 50$ атм, либо, если $P_{нас} < 50$ атм, то $P_{заб}$ на 30% ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \sqrt{[1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2]} \quad (3.10)$$

либо

$$Q_{\text{пот}} = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) + [(K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{нас}}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{\text{заб50}} / P_{\text{нас}}) - 0,8 \cdot (P_{\text{заб50}} / P_{\text{нас}})^2]. \quad (3.11)$$

5. Определяется kh обратным порядком:

$$kh = K_{\text{пр}} \cdot 18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot (\ln(R_{\text{к}} / r_{\text{скв}}) - 0,75 + S). \quad (3.12)$$

После расчёта обратным порядком, этот параметр должен быть зафиксирован для каждой скважины (если нет более точных данных, например, из Well Test) Для скважин, на которых было проведено ГРП, при расчёте kh подставляется скин, достигнутый в результате ГРП, для обычных скважин скин берётся равным 0, либо определяется через WellTest. Желательно для большей наглядности ввести доп. колонки с датой ГРП и скином.[7]

Если скважина находится в простое и $Q_{\text{ж}} = 0$, расчёт производится через предполагаемый режим.

Расчёт через kh осуществляется следующим образом:

Исходные данные:

1. $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, атм;
2. $P_{\text{заб50}}$ – потенциальное забойное давление (50 атм, либо, если $P_{\text{нас}} < 50$ атм, то $P_{\text{заб}}$ на 30% ниже $P_{\text{нас}}$);
3. $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, атм;
4. kh – проницаемость, нефтенасыщенная мощность, мД;
5. μ – вязкость нефти в пл. усл., сПз;
6. β – объёмный коэффициент нефти;
7. $r_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м;
8. $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания, м;
9. S – скин (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WELLTEST; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины – $K_{пр}$:

$$K_{пр} = kh / (18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln(R_k / r_{скв}) - 0,75 + S). \quad (3.13)$$

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (3.14)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины – Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + (K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8. \quad (3.15)$$

4. Определяем потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб} = 50$ атм, либо, если $P_{нас} < 50$ атм, то $P_{заб}$ на 30% ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2] \quad (3.16)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + [(K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2]. \quad (3.17)$$

Для расчёта потенциального дебита после ГРП необходимо в формулу (3.14) подставить значение скин фактора = -4.7.

Если есть данные по продуктивности скважины, то расчёт упрощается и сводится к формуле:

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + [(K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2]. \quad (3.18)$$

Расчёт Скин-эффекта после проведения ГРП.

Скин-эффект после ГРП рассчитывается исходя из kh скважины и $K_{пр}$ после ГРП, который рассчитывается аналогично с расчётом до ГРП:

$$S = kh / (18,4 \cdot K_{пр} \cdot \mu \cdot \beta) - \ln(R_k / r_{скв}) + 0,75 \quad (3.19)$$

Расчёт $P_{заб}$ производится следующим образом:

$$P_{заб} = P_{затр} + [(H_{сп} - H_{дин}) \cdot \rho_n] / 10 + [(H_{вд} - H_{сп}) \cdot (\rho_n \cdot (1 - \% / 100) + \square \rho_v \cdot \% / 100)] / 10, \quad (3.20)$$

где $P_{затр}$ – затрубное давление, атм;

$H_{вд}$ – глубина до верхних дыр перфорации, м;

$H_{дин}$ – динамический уровень, м;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;

ρ_v – плотность пластовой воды, г/см³;

% – обводнённость, в %.

Все глубины для расчёта забойного давления берутся по вертикали
таблица 12 [8]

Таблица 12 – Минимально допустимая рабочая частота двигателя

	Напор УЭЦН по паспорту, м									
	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2200
$H_{дин}$, м	Минимальная частота f, Гц									
400	24,2	23,9	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22	21,8	21,3
500	27,1	26,7	26,3	25,9	25,6	25,3	25	24,6	24,3	23,8
600	29,7	29,2	28,8	28,4	28	27,7	27,3	27	26,7	26,1
700	32	31,6	31,1	30,7	30,3	29,9	29,5	29,2	28,8	28,2
800	34,2	33,8	33,3	32,8	32,4	32	31,6	31,2	30,8	30,1
900	36,3	35,8	35,3	34,8	34,4	33,9	33,5	33,1	32,7	31,9
1000	38,3	37,7	37,2	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	33,7
1100	40,3	39,6	39,0	38,5	38	37,5	37	36,6	36,1	35,3
1200	42,3	41,4	40,8	40,2	39,7	39,2	38,7	38,2	37,7	36,9
1300	43,7	43	42,4	41,9	41,3	40,8	40,3	39,8	39,3	38,4
1400	45,3	44,7	44,0	43,5	42,9	42,3	41,8	41,3	40,8	39,8
1500	46,9	46,3	45,6	45	44,4	43,8	43,3	42,7	42,2	41,2
1600	48,5	47,81	47,1	46,4	45,8	45,2	44,7	44,1	43,6	42,6
1700	50	49,28	48,5	47,9	47,2	46,6	46	45,5	44,9	43,9

3.5 Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН

За 3 месяцев 2019 года на скважинах, оборудованных УЭЦН произошло 65 преждевременных отказа подземного оборудования таблица 13

Таблица 13 – Распределение преждевременных отказов подземного оборудования за 3 месяца 2019 года

Причина	Количество отказов	%
ПЭД, гидрозащита	19	29
ЭЦН Секции	3	5
кривизна колонны	2	3

соли, мехпримеси, парафин	18	27
Наземное оборудование	1	2
не герметична НКТ	10	15
посадки напряжения	1	2
мех повреждение кабеля	4	6
кабель изоляция 0	6	9
брак ВНР	1	2

Очевидно, что основной причиной преждевременных отказов являются ПЭД и гидрозашита, что обусловлено некачественным ремонтом ПЭД, некачественным маслом, слабым на пробой. Также ПЭД для ЭЦН-500 часто имеют неверные фазировки между секциями, в результате происходят «клины» при запуске.[9]

Второй, не менее распространенной причиной преждевременных отказов являются механические примеси. Данная причина выхода УЭЦН из строя является объективной, обусловлена снижением забойного давления до 50 атм. согласно Стандарта Компании, что способствует дополнительному выносу мех. примесей из пласта. Объем выносимой из пласта породы зависит от забойного давления рисунок 12



Рисунок 12 – Зависимость выноса мех. примесей от забойного давления.

При отказах до 1 месяца сильное влияние оказывает брак ремонта ЭПО (55%), забивание ЭЦН мех. примесями (35%), не герметичность лифта НКТ (10%). Рисунок 21

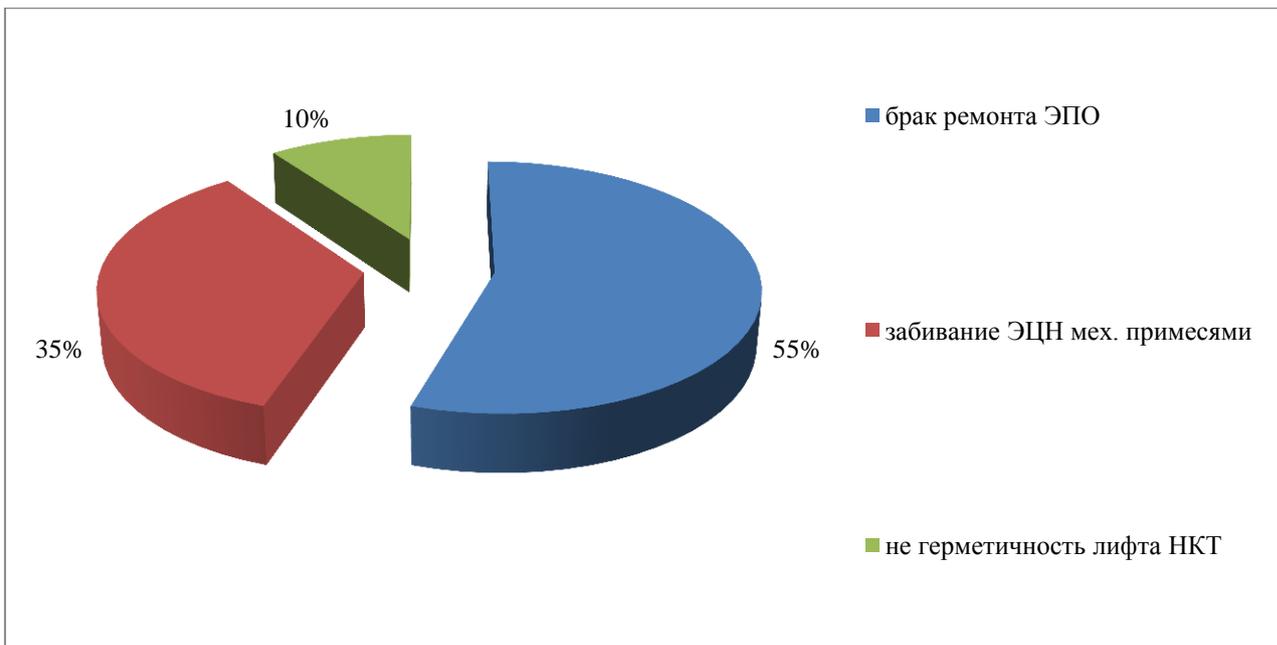


Рисунок 13 – Распределение отказов, в том числе по объективным причинам.

Основной причиной выхода оборудования из работы при отказах до 180 суток является брак при ремонте оборудования ЭЦН (39%), некорректный подбор либо снижение продуктивности скважин (17%), влияние кривизны (12%). [9]

За 2018 год произошло 6 аварий (полет УЭЦН) на скважинах. Аварии произошли по нескольким причинам, в том числе высокая наработка УЭЦН в скважине (более 900 суток) полет по резьбе НКТ, неграмотный монтаж ЭЦН, связанный с установкой монтажного патрубка, запрещенного к эксплуатации. 2 полета произошло по слому ловильной головки ЭЦН, что характерно для работы в кривизне.

Основными показателями, характеризующими работу фонда скважин, являются межремонтный период (МРП), наработка, наличие и количество часто ремонтируемого фонда – фонда скважин, на которых производились ремонты подземного оборудования от 3 и более раз в год.

МРП по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, за 2018 год увеличилось с 264 до 335 суток, затем опять снизилось до 298 суток. На данный момент МРП составляет 314 суток. Цехом планируется увеличение данного показателя к концу года до 360 суток. Значительное увеличение

данного показателя по сравнению с началом года обуславливается тем, что ЦДНГ активно внедряет экспериментальное оборудование – в комплект с УЭЦН Фильтр Скважинный Гидроциклонный Щелевой (ФСГЩ) обеспечивает стабильную работу в скважинах, осложненным большим содержанием твердой фазы в виде пропанта и песка. ФСГЩ содержит щелевой фильтр, на байпасной линии которого вместо предохранительного клапана размещен сепаратор гидроциклонного типа. Сбор механических примесей осуществляется в хвостовик или в неперфорированную часть обсаженной трубной скважины.

Таблица 14 – Динамика МРП УЭЦН

Период	ЭЦН+РЭД			
	отраб. время	отказы	МРП	МРП по скользящему году
2015 год	59453	136	402	402
2016 год	64854	214	296	296
2017 год	65365	173	364	364
2018 год	65421	209	317	317

Падение МРП в 2016 году до уровня 296 суток объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мех примесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2016 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – «Компании Х», который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отметился рост МРП до 364 суток по итогам 2016 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 317 суток по итогам 2018 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями «Компании Х» были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, реализация которых в данный момент производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить данный показатель. Цехом планируется в течение 2021 года увеличить МРП до 372 суток.[1]

Часто ремонтируемый фонд скважин на начало 2015 года составлял 7 скважин оборудованных УЭЦН. По итогам работы за 2016 год данный показатель составил 4 скважины, оборудованные УЭЦН. Этому значительно способствовало внедрение цехом экспериментальных разработок «Компании Х», в частности установок с вентильными двигателями, получившими на фонде широкое распространение. Нарботка по УЭЦН в течение 2021 года снизилась на 5 суток. Разработаны и внедряются мероприятия по повышению надежности работы погружного оборудования, которые позволят изменить тенденцию к снижению на растущую.

В частности ЭЦНА-100-1400, отличающиеся меньшей длиной и более гибкими рабочими характеристиками от УЭЦН обычного исполнения, что позволяет активно их использовать в осложненных условиях, например на скважинах, имеющих значительную кривизну. Внедряются вентильные УЭЦН-80 с рабочей зоной 60...200м³/сут. В эксплуатации также находятся новая разработка – ЭЦН-25, имеющие практически аналогичные характеристики с ЭЦН-18. Применяются износостойкие УЭЦН на скважинах, стимулированных ГРП или имеющих высокий вынос мех примесей. Активно внедряются новые станции АЛСУ-А, позволяющие более эффективно контролировать работу погружного оборудования, своевременно выявлять и устранять проблемы, не способствующие нормальной работе УЭЦН и зарекомендовавшие себя легкостью и надежностью в эксплуатации. Ведется работа по планомерной замене устаревшего наземного оборудования на новое. [1]

3.6 Оптимизация работы фонда скважин

Перечень скважин на оптимизацию определяется исходя из необходимого соответствия работы скважины и работы установки. В противном случае эксплуатация скважины считается нерациональной. Согласно Стандарта Компании работа скважины должна происходить при

забойном давлении 50 атм. Исходя из вышесказанного на оптимизацию выбираются скважины с забойным давлением более 50 атм, с расчетом ожидаемого прироста более 30% от текущего дебита. По данным критериям выбран следующий перечень скважин (таблица 15).[10]

Таблица 15 – Перечень скважин на оптимизацию

№ п/п	№ скважины	Куст	Тип насоса	Нсп, м	Рпл, атм.	Ндин, м	Рзагр, атм.	Рзаб, атм.	Фактический режим			Потенциальный режим		Прирост	
									Нефти, т/сут	Жидкости, м ³ /сут	%	Qж, м ³ /сут.	Qн, т/сут.	Qж, м ³ /сут.	Qн, т/сут.
1	850	52	ЭЦН-79	2380	201	1952	11	81	28,5	49	30	82	47,6	33	19,1
2	829	66	ЭЦН-159	2880	250	2650	11	84	60	105	31	162	92,8	57	32,8
3	863	56	ЭЦН-79	2590	228	2300	10	80	18,3	55	60	83	27,6	28	9,3

Рассмотрим скважину 850 куст 52. Оптимизация работы данной скважины стала возможна в результате увеличения притока из пласта, что связано с остановкой соседней по забою скважины 852 с отбором 52 кубометров в сутки по причине полета УЭЦН на забой с разрушением эксплуатационной колонны.

Расчет на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ5-79-2000 вентильная, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-В-180. Глубина спуска 2380 м по мере НКТ, расчетный динамический уровень 1952 м, ожидаемое забойное давление 81 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 82 кубических метра или 47.6 тонны по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ по скважине, направленных на увеличение типоразмера спускаемого УЭЦН составит 19.1 тонн суточной добычи.[1]

По скважине 829 необходимо провести плановый предупредительный ремонт в связи с тем, что данная установка УЭЦНА-159 работает в течение 495 суток в данный момент за пределами рабочей зоны УЭЦН такого типоразмера, в связи с чем, КПД установки невелик из-за трения текстолитовых нижних шайб о рабочие аппараты, происходит дополнительный нагрев ПЭД, большее потребление электроэнергии и потери по добыче нефти.

Расчет на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ5-159-2600, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-А-180. Глубина спуска 2880 м по мере НКТ, расчетный динамический уровень 2650 м, ожидаемое забойное давление 84 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 162 кубических метра или 92.8 тонн по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ составит 32.8 тонн суточной добычи.

В соответствии с приведенной в данном дипломном проекте методике, ежемесячно составляется перечень скважин и мероприятий под них, направленных на увеличение суточной добычи и поддержанием падающей в связи с истощением и обводнением базовой добычи. Данные мероприятия защищаются и утверждаются Управляющим АО «Томскнефть ВНК».[10]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск Подъемник УПА-60 – 2530000 руб. Трактор – К – 700 – 775500 Атомаш. УРАЛ – 357. Трубовоз – 613120 руб. Автокран АК – 8 – 12500000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент - 1,7
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта Сравнительный анализ фактических затрат до смены УЭЦН и после
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; Определение трудоемкости работ; Определение бюджета работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности смены ЭЦН 45 на ЭЦН 60.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График сравнительных значений затрат до и после реализации проекта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В этой главе мы рассмотрим и приведем доказательство эффективной по экономическим показателям смены УЭЦН, а также его эксплуатацию в работе с кратковременными запусками и установками.

Эффективность мы получаем за счет прироста прибыли. Прибыль достигается за счет увеличения МРП и повышения коэффициента эксплуатации скважины (Кэ). Это будет способствовать увеличению годового объема добычи нефти.

4.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия. Расчет прироста добычи нефти

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости;
- срок окупаемости;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности проекта.

Прирост потока денежной наличности рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta В_t - \Delta И_t - \Delta Н_t,$$

где: $\Delta В_t$ – прирост выручки от проведения мероприятия в t-ом месяце, тыс. руб.;

$\Delta И_t$ – прирост текущих затрат в t-ом месяце, тыс. руб.;

K_t – капитальные затраты в t-ом году, связанные с проведением мероприятия, тыс. руб.;

$\Delta Н_t$ – прирост величины налоговых выплат в t-ом году, тыс. руб.

Поскольку намеченные мероприятия направлены на увеличение добычи нефти, рассчитаем количество дополнительно добытой нефти по формуле:

$$\Delta Q_t = \Delta q_t \cdot n_{\text{дт}} \cdot T_{\text{рт}} \cdot k_{\text{пад}}, \quad (4.2)$$

где: ΔQ_t – дополнительная добыча в связи с повышением дебита скважин, тыс. т;

Δq_t – средний дебит одной скважины, т/сут;

$n_{\text{дт}}$ – фонд скважин охваченных мероприятием, скв.;

$T_{\text{рт}}$ – среднее время работы 1 скважины в t-ом квартале, сут;

$k_{\text{пад}}$ – коэффициент падения дебита.

$$\Delta Q_{t0} = 30 \cdot 5 \cdot 92 \cdot 0,975 = 100,912 \text{ тыс. т};$$

$$\Delta Q_{t1} = 30 \cdot 5 \cdot 92 \cdot 0,945 = 97,807 \text{ тыс. т};$$

$$\Delta Q_{t2} = 30 \cdot 5 \cdot 90 \cdot 0,915 = 92,437 \text{ тыс. т};$$

$$\Delta Q_{t3} = 30 \cdot 5 \cdot 91 \cdot 0,885 = 88,492 \text{ тыс. т};$$

$$\Delta Q_{t4} = 30 \cdot 5 \cdot 92 \cdot 0,855 = 88,650 \text{ тыс. т};$$

$$\Delta Q_{t5} = 30 \cdot 5 \cdot 92 \cdot 0,825 = 85,387 \text{ тыс. т}.$$

Прирост выручки за счет дополнительного объема реализации нефти можно определить по формуле:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t * C_t, \quad (4.3)$$

где: C_t – цена предприятия на нефть без НДС.

$$\Delta B(Q)_{t0} = 13,455 \cdot 12420 = 167,107 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B(Q)_{t1} = 13,041 \cdot 12420 = 161,962 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B(Q)_{t2} = 12,352 \cdot 12420 = 153,412 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B(Q)_{t3} = 12,080 \cdot 12420 = 150,03 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B(Q)_{t4} = 11,799 \cdot 12420 = 146,542 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B(Q)_{t5} = 11,385 \cdot 12420 = 141,397 \text{ млн. руб.} [8]$$

4.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Калькуляция себестоимости 1т. нефти:

Таблица 16 – нормы расходов по статьям

№ п/п	Наименование статей затрат	Показатель, руб.
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	4,84
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	49,4
3	Основная зарплата производственных рабочих	9,0
4	Отчисления на специальные нужды	3,49
5	Амортизация скважин	51,8
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	0,6
7	Расходы на технологическую подготовку	2,5
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	135,5
9	Цеховые расходы	6,9
10	Общепроизводственные расходы	118,6
11	Прочие производственные расходы	89,3
12	Производственная себестоимость валовой продукции (\sum п.п. 1...11)	470,94

Условно – постоянные затраты – статьи № 3, 4, 5, 8, 9, 10.

Условно – переменные затраты – статьи № 1, 2, 6, 7, 11

Исходя из калькуляции себестоимости определяем затраты (расходы):

Зарплата производственных рабочих:

$$C1..3=C3 ' *QI \quad (6.4)$$

$$C1..3=C3 ' *QI=9.0*5148,15 =46333,35 \text{ руб.}$$

$$\text{Социальные нужды: } C1.4=C4 ' *QI \quad (4.5)$$

$$\text{Амортизация: } C1.5=C5 ' *QI$$

$$C1.5= C5 ' * QI=51,8*5148,15=266674,17 \text{ руб.}$$

$$\text{Содержание и эксплуатацию оборудования: } C1.8=C8 'Q \quad (4.6)$$

$$C1.8= C8 ' * QI=135,5*5148,15=697574,32 \text{ руб.}$$

$$\text{Цеховые расходы: } C1.9=C9 ' *Q \quad (4.7)$$

$$C1.9= C9 ' * QI=6,9*5148,15=35522,23 \text{ руб.}$$

$$\text{Сумма общепроизводственных расходов: } C1.10=C10 ' *QI \quad (4.8)$$

$$C1.10= C10 ' * QI=118,6*5148,15=610570,59 \text{ руб.}$$

Сумма условно – постоянных расходов остается неизменной при изменении добычи нефти (проведение мероприятия)

$$C1.3 = C2.3$$

$$C1.4 = C2.4$$

$$C1.5 = C2.5$$

$$C1.8 = C2.8$$

$$C1.9 = C2.9$$

$$C1.10 = C2.10.$$

Условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C3'' = C2.3 / Q_{II} \quad (4.9)$$

$$C3'' = C2.3 / Q_{II} = 46333,35 / 5372 = 8,62 \text{ руб.}$$

$$C4'' = C2.4 / Q_{II} = 17967,04 / 5372 = 3,34 \text{ руб.}$$

$$C5'' = C2.5 / Q_{II} = 266674,17 / 5372 = 49,64 \text{ руб.}$$

$$C8'' = C2.8 / Q_{II} = 697574,32 / 5372 = 129,85 \text{ руб.}$$

$$C9'' = C2.9 / Q_{II} = 35522,23 / 5372 = 6,61 \text{ руб.}$$

$$C10'' = C2.10 / Q_{II} = 610570,59 / 5372 = 113,65 \text{ руб.}$$

Полученные значения сводим в таблицу 17

Таблица 17 – Калькуляции себестоимости нефти

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Отклонения
		До проведения мероприятия		После проведения мероприятия		
		Всего	1т.	Всего	1т.	
1	Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти	24 917,05	4,84	26 000,48	4,84	-
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	254 318,61	49,40	265 376,8	49,40	-
3	Основная зарплата производственных рабочих	46 333,35	9,00	44 154,18	8,62	-0,38
4	Отчисления на специальные нужды	17 967,04	3,49	17 967,04	3,34	-0,15
5	Амортизация скважин	266 674,17	51,80	266 674,17	49,64	-2,16
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	3088,9	0,60	3223,2	0,60	-
7	Расходы на технологическую подготовку	12 870,37	2,50	13 430	2,50	-

8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	6 97 574,32	135,50	697 574,32	129,85	-5,65
9	Цеховые расходы	35 522,23	6,90	35 522,23	6,61	-0,29
10	Общепроизводственные расходы	610 570,59	118,60	610 570,59	113,65	-4,95
11	Прочие производственные расходы	4559 729,80	89,30	479 719,59	89,30	-
12	Производственная себестоимость валовой продукции (∑ п.п. 1...11)	2 429 566,43	471,93	2 460 212,61	458,35	-13,58

4.3 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Расчет основной заработной платы

Таблица 18 – Нормы человеко-часов на проведение мероприятия

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, час
1	Мастер ПРС	1	10	22
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2
3	Оператор ПРС	1	8	112
4	Оператор ПРС	1	6	112
5	Оператор глушения скважин	1	6	10,12
6	Оператор добычи нефти	1	7	2
7	Стропальщик	1	6	6
8	Стропальщик	1	5	6
9	Электромонтажник	1	7	6
10	Слесарь КИПиА	1	7	6

Заработная плата рабочего повременно:

$$Зр.п.=Ч*Т*С2, \quad (4.10)$$

где: Ч – численность рабочих соответствующего разряда;

Т – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, час;

С2 – годовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб. Расчет заработной платы сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Заработная плата рабочих за проведение мероприятия

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	114,85	2526,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	114,85	229,7
3. Оператор ПРС	1	8	81	101,18	8195,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	78,46	6355,26
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	78,56	628,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48
8. Стропальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО	10				19611,84

Расчет сметы затрат на проведение мероприятия

Расчет сводим в таблицу 20

Таблица 20 – Смета затрат на проведение мероприятия

№ п/п	Статьи затрат	Суммы, руб.
1	Основная заработная плата	3851,61
2	Дополнительная заработная плата	1499,02
3	Отчисления на социальные нужды	5030,5
4	Расходы на материалы	5850
5	Расходы на электроэнергию	58,24
6	Износ МБП	649,6
7	Амортизация основных фондов	3814,72
8	Услуги собственные, вспомогательные и со стороны	11635,62
9	Прочие расходы	1604,2
10	Цеховые расходы	6015,74
11	Итого (Единовременные затраты):	40009,25

4.4 Расчёт стоимости услуг, выполненных сторонними организациями

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C_{\text{усл.}}^2 * T_p * N$$

где: $C_{\text{усл.}}^2$ – стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники

T_p – время работы единицы транспорта или спец. техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 21 .

Таблица 21 – Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник УПА – 60	81	62,81	5087,61
3. Трактор К-700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38,32	613,12
5. Автомаш. УРАЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163,1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КРАЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
ИТОГО			10422,53

$$C_{\text{усл.}} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

4.5 Дополнительные текущие затраты по мероприятию

Дополнительные текущие затраты по мероприятию можно рассчитать следующим образом:

$$\Delta I_t = I_{\text{доп}} + I_{\text{мерт}}, \quad (4.11)$$

где: $I_{\text{доп}}$ – текущие затраты на дополнительную добычу, млн. руб.;

$I_{\text{мерт}}$ – текущие затраты в t-ом месяце на работу бригады ПРС по смене УЭЦН, млн.руб.

Текущие затраты на дополнительную добычу определим по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \Delta Q_t \cdot C_c \cdot 0,44, \quad (4.12)$$

где 0,44 – коэффициент условно-переменных затрат;

C_c – себестоимость продукции, тыс. руб.

$$I_{\text{доп}0} = 167,107 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 11,9 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{доп}1} = 161,962 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 10,845 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{доп}2} = 153,412 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 10,267 \text{млн. руб.};$$

$$I_{\text{доп}3} = 150,03 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 10,042 \text{млн. руб.};$$

$$I_{\text{доп}4} = 146,542 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 9,81 \text{млн. руб.};$$

$$I_{\text{доп}5} = 141,397 \cdot 0,252 \cdot 0,44 = 9,465 \text{млн. руб.}$$

Полные дополнительные затраты будут равны затратам на дополнительную добычу, за исключением квартала проведения мероприятия, в затраты которого будет включена стоимость работ бригады подземного ремонта скважин:

$$\Delta I_{t0} = I_{\text{доп}0} + I_{\text{прс}} = 11,9 + 0,650 = 12,55 \text{ млн. руб.}$$

Поскольку для проведения мероприятия используется оборудование находящееся на балансе предприятия, то следовательно в данном случае капитальных затрат не требуется, и не будет прироста налога на имущество.

При расчете налогов (ΔN_i) необходимо обязательно рассчитать прирост налога на прибыль ($\Delta N_{\text{пр}}$) по формуле:

$$\Delta N_{\text{пр}t} = \Delta B(Q)t \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (4.13)$$

где $\Delta B(Q)t$ – прирост прибыли от реализации, облагаемой налогом, тыс. руб.;

$N_{\text{пр}}$ – налог на прибыль, 20%.

$$\Delta N_{\text{пр}t0} = 167,107 \cdot 20 / 100 = 40,102 \text{млн. руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр}t1} = 161,962 \cdot 20 / 100 = 38,872 \text{млн. руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр}t2} = 153,412 \cdot 20 / 100 = 36,817 \text{млн. руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр}t3} = 150,03 \cdot 20 / 100 = 36,007 \text{млн. руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр}t4} = 146,542 \cdot 20 / 100 = 35,167 \text{млн. руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр}t5} = 141,397 \cdot 20 / 100 = 33,937 \text{млн. руб.}$$

Суммарное увеличение налоговых выплат ΔN_i будет равно увеличению налога на прибыль $\Delta N_{\text{пр}t}$. [8]

Таким образом по полученным значениям можно определить прирост потока денежной наличности по формуле 6.1:

$$\Delta\PiДН_0 = 167,107 - 11,9 - 40,102 = 115,105 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\PiДН_{t1} = 161,962 - 10,845 - 38,872 = 112,245 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\PiДН_{t2} = 153,412 - 10,267 - 36,817 = 106,327 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\PiДН_{t3} = 150,03 - 10,042 - 36,007 = 103,98 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\PiДН_{t4} = 146,542 - 9,81 - 35,167 = 101,565 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\PiДН_{t5} = 141,397 - 9,465 - 33,937 = 97,995 \text{ млн. руб.}$$

Поскольку проведение намеченных мероприятий направлено на дополнительное извлечение нефти с помощью УЭЦН, то длительность технологического эффекта принимается равной длительности достигнутого межремонтного периода 555 суток или 18 месяцев.

Прирост потока денежной наличности определяется за все время расчетного периода:

$$\Delta\PiДН_t = \sum \Delta\PiДН_t \quad (4.14)$$

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчетного года выбирается год, предшествующий технологическому эффекту. Расчет коэффициента дисконтирования произведем по формуле:

$$\alpha_{t_{инф}} = 1/((1+k_{ин}/4) * (1+С_{Тд}/4))^{ti}, \quad (4.15)$$

где $k_{ин}$ – годовой коэффициент инфляции;

$С_{Тд}$ – нормативная ставка дисконтирования.

Расчет коэффициента дисконтирования проведем по квартально с момента проведения мероприятия:

$$\alpha_{t_{инф}0} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^0 = 1;$$

$$\alpha_{t_{инф}1} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^1 = 0,9313;$$

$$\alpha t_{\text{инф}2} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^2 = 0,8673;$$

$$\alpha t_{\text{инф}3} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^3 = 0,8077;$$

$$\alpha t_{\text{инф}4} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^4 = 0,7521;$$

$$\alpha t_{\text{инф}5} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^5 = 0,7004;$$

$$\alpha t_{\text{инф}6} = 1/((1+0,14/4) \cdot (1+0,15/4))^6 = 0,6523.$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Увеличение межремонтного периода скважин, оборудованных электроцентробежным насосом на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатация установок электроцентробежного насоса Область применения: добывающие скважины
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химические реагенты; - высокое давление; - механические опасности.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Загрязнение атмосферного воздуха. Загрязнение подземных вод. Загрязнение почвы химическими веществами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих

	реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Шатохин Илья Вячеславович		

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.[11]

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик

и их преждевременному разрушению.

Технологическим процессам присущи высокие давления, повышенные температуры. В них используют агрессивные и токсичные вещества, большие массы горючих жидкостей и газов, взрывчатые и радиоактивные вещества. Специфичным для нефтяной промышленности является применение громоздкого и тяжелого бурового и эксплуатационного оборудования, которое приходится часто перемещать при монтаже, ремонте, погрузке, выгрузке и перебазировании.

В настоящее время безопасность жизнедеятельности базируется на основе КЗОТ РСФСР, санитарных норм проектирования промышленных предприятий СН 245-71, ПЭУ, СНиП, ССБТ и т.д.[11]

Охрана труда в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, это вызывает необходимость разработки специальных мер безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Кроме того, повышенные требования предъявляются к очистке сточных и отработанных вод, утилизации использованных средств и материалов для предотвращения загрязнения акватории. По этой же причине повышены требования и к противовыбросовому оборудованию.

Оценка риска состояния травматизма определяется по формуле:

$$R = \frac{C_n}{N_p}, \quad (8.1)$$

где: C_n – число смертельных или других несчастных случаев на производстве за год;

N_p – число работающих на предприятии.

В 2016 г. в УДНГ АО «Томскнефть» ВНК был 21 случай травматизма

на производстве. Всего в НГДУ работает 1500 человек. Таким образом, риск составляет 0,017.

Процесс нефтедобычи идет на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтяное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций.

Технологическому процессу присуще высокое давление, повышение температуры. В нем используются агрессивные жидкости, применяется тяжелое и громоздкое оборудование.

5.2 Анализ выявленных вредных производственных факторов

Производственное освещение

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

В насосных станциях нет естественного освещения, поэтому необходимо правильно рассчитать искусственное освещение в соответствии со СНиП 23-05-95.

Производственный микроклимат и природно-климатические условия

Производственный микроклимат характеризуется температурой воздуха и его относительной влажностью. Среди наиболее эффективных мер в борьбе с холодом и избыточным теплом для предприятий бурения можно рекомендовать следующее: создание искусственного микроклимата и использование индивидуальных средств защиты.

Вентиляция и отопление

Очень важно, чтобы в рабочем помещении (в насосной) на пункте ППД не застаивался воздух, что приводит к головным болям и быстрой усталости. Что бы это избежать применяются вентиляторы. Что касается отопления, то для каждой бригады, работающей в условиях жары, холода, влажности или сухости, должны составляться специальные правила. В холодных условиях отопление должно постоянно поддерживаться, но так, что бы человек в помещении не перегревался. Иначе большие (резкие) перепады температур пагубно влияют на организм человека.[11]

Природно-климатические условия

Климат района, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации АО “Томскнефть ВНК”, резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и прохладное лето. Переход от зимы к лету долгий, с неустойчивыми атмосферными осадками. Самым холодным месяцем является январь, имеющий минимальную температуру до -50°C . Переход к лету в конце мая - начале июня. Средняя температура самого жаркого месяца июля $+20...+25^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры могут достигать $+36^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая скорость ветра равна 5,2 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15...22 м/с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие

обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

Производственный шум

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах - до 99 Дб. В насосной уровень шума достигает 90-100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92...98 Дб. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).[11]

Вредные вещества

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное

нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Электробезопасность. Поражение электрическим током

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля . Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела ,перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства . Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы . Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма ,что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.[11]

Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в АО “Томскнефть ВНК” в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП – пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ – тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора.[12]

Категории зданий и сооружений по пожарной опасности приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Категорирование зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся в помещении
А – взрывопожароопасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28°С в таком количестве, что могут образовывать парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что избыточное расчетное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.
Б – взрывопожароопасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.
В1 – В4 пожароопасные	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б.
Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки, которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Средства индивидуальной защиты

Специальная одежда и обувь соответствуют действующему ГОСТ 12.4.011-75 и выдаются для каждой профессии работников в пределах установленных норм. Рабочие, связанные с работой в таёжно-полевых условиях, обеспечиваются средствами защиты от гнуса. Для работы в условиях низких температур используется специальная климатическая одежда из негорящей ткани NOMCH III A.

При опасности попадания в глаза инородных тел работающие пользуются защитными очками.

Рабочие бригад бурения, капитального и подземного ремонта скважин, а также вышкомонтажники работают в защитных касках. В холодное время применяются каски с теплыми подшлемниками.

Персонал, работающий с едкими щелочами, обеспечен защитными очками, перчатками и спецодеждой из льняной или другой щелочестойкой ткани, резиновой обувью и резиновым фартуком. На рабочем месте имеется чистая вода и слабый раствор борной кислоты.

Технические требования к оборудованию и рабочему инструменту, гарантирующему безопасность.

1. К работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте

2. Общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика; в соответствии с утвержденным планом и регламентом принимает решения о проведении работ, предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение.

3. Руководитель работ планирует размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных

производственных факторов от силовых установок, агрегатов, хим. реагентов, нефти, а также взрыва, пожара на рабочий персонал.

4. Имеющиеся в наличии трубы, штанги, инструмент укладываются в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка и проходы освобождаются от посторонних предметов.

5. Руководитель работ по ГРП и его помощники обеспечиваются портативными средствами радиосвязи.[12]

5.4 Экологическая безопасность

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы,

проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).

- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.[11]

Состояние поверхностных вод.

Предельно-допустимые концентрации для вод хозяйственно-бытового и питьевого назначения по ГОСТу 2874-82 "Вода питьевая" следующие:

Таблица 23 – Предельно-допустимые концентрации

Хлориды (CL)	350 мг/л
Сульфаты (SO)	500 мг/л
Общая минерализация (сухой остаток)	1000 мг/л
Общая жесткость	7,0 мг.экв/л
Водородный показатель (рН)	6,0 - 9,0

В АО "Томскнефть ВНК" проводится отбор проб воды из поверхностных водоемов ежемесячно и их анализ в лаборатории.

Пробы отбирались на 100 м выше устья р. Вах. Только в апреле вода соответствовала ГОСТу "Вода питьевая", в остальные месяцы было превышение ПДК по хлоридам (367-497мг/л) и общей минерализации (1005-1267мг/л).

Пробы были отобраны перед впадением в р. Вах. По всем параметрам вода отвечает ГОСТу.

Состояние подземных питьевых источников.

Предельно допустимые концентрации веществ для вод хозяйственно-питьевого назначения даны в разделе "Состояние поверхностных вод".

Хозяйственно-питьевое водоснабжение населенных пунктов базируется на каптажах родников, колодцев и артезианских скважинах.

Лаборатория АО "Томскнефть ВНК" проводит регулярно отбор проб воды из питьевых источников (артезианских скважин, родников, колодцев).

Вода из питьевых источников населенных пунктов: п. Соснино, п. Вах по всем параметрам отвечает нормам ГОСТа "Вода питьевая".

Общим недостатком всех источников хозяйственно-питьевого водоснабжения является отсутствие выделенных и утвержденных зон санитарной охраны в области питания. Большинство источников обустроивалось хозяйственным способом, без проведения гидрогеологических исследований и участия специализированной проектной организации. В результате этого, в области питания артезианских скважин и родников, оказались нефтепромысловые и другие объекты, герметичность которых не обеспечивается. Поэтому существует опасность загрязнения источников хозяйственно-питьевого водоснабжения. Необходимо осуществление специальных исследований и проектных работ по расчету, обоснованию и обустройству зон санитарной охраны источников пресных подземных вод, пока они не загрязнены.[11]

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

Методы очистки сточных вод

Методы очистки сточных вод можно разделить на три группы: механические, физико-химические, биохимические.

В комплекс очистных сооружений, как правило, входят сооружения механической очистки. В зависимости от требуемой степени очистки вод включают сооружения физико-химической или биологической очистки, а при более высоких требованиях – глубокой очистки. Очищенные сточные воды обеззараживают, образующийся на всех стадиях очистки осадок или

избыточная биомасса поступают на сооружения по обработке осадка. Очищенные сточные воды направляют в оборотные системы водообеспечения или сбрасывают в водоем. Обработанный осадок утилизируют, уничтожают или складировать.

Механические и физико-химические методы: отстаивание; фильтрация; флотация; адсорбционная очистка; нейтрализация; окисление загрязнителей; метод ионного обмена; биохимические методы.

Окисление загрязнителей

Этот метод применяют в тех случаях, когда их нельзя извлечь либо разрушить другими методами. Для окисления ядовитых цианидов; сероводорода, гидросульфида, сульфида, метилмеркаптана используют хлор или его соединения (гипохлорит кальция или натрия, хлорную известь).

При обработке сточных вод, содержащих фенолы, циклопентан, тетраэтилсвинец, цианиды, крезолы, поверхностно-активные вещества, нефть и др., эффективно применения озона. Солевой состав очищаемых сточных вод при этом не расширяется. Однако из-за высокой стоимости повсеместного использования озон не получил.

В АО «Томскнефть ВНК» уделяется исключительно большое внимание экологическим аспектам и проблемам, возникающим при добыче нефти, соблюдению техники безопасности при проведении работ предотвращению разливов нефти и порывов трубопроводов. Ежегодно более 100 млн. руб. выделяется на рекультивацию нефтезагрязненных земель и мониторинг окружающей среды.[11]

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовых площадках месторождения:

– Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.

- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

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

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ с установками электроцентробежного насоса включают в себя следующие ключевые моменты:

- Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;

- В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;

- При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;

- Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

- При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;

- Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

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

Законодательство в области охраны окружающей среды существует, так как проблема охраны окружающей среды очень актуальна и требует объединенных усилий госуфдарственных органов управления различных уровней. Успешное решение поставленных, сложных задач невозможно без наличия целенаправленной Системы Управления Охраны Окружающей Среды (СУООС). С 1995г. в России проводится экологическая паспортизация. Ее целью является определение влияния предприятия на окружающую среду и контроль соблюдения им природоохранительных норм и правил. Экологический паспорт-это нормативно-технический документ, включающий данные по использованию предприятием ресурсов и определение влияния их на окружающую среду. Экологический паспорт включает:

- общие требования на предприятии;
- краткая природоклиматическая характеристика района расположения предприятия;
- краткое описание технологии производства и сведений о продукции;
- сведения об использовании земельных ресурсов;
- характеристика выбросов в атмосферу;
- характеристика сырья, используемых материалов и энергетических ресурсов;
- характеристика водопотребления;
- эколого-экономическая деятельность предприятия.

Реализация основных направлений природоохранной деятельности в СУООС осуществляется путем выполнения специальных функций управления.[11]

Заключение

Исходя из проведенного анализа работы фонда скважин, оборудованного УЭЦН можно сделать ряд выводов.

Фонд скважин, оборудованных УЭЦН в течение 2020 года и за 5 месяцев 2021 года вырос на 8 скважин и наблюдается тенденция к его дальнейшему росту. Это связано с тем, что в процессе эксплуатации происходит прорыв подошвенной воды к скважине, имеющей меньшую вязкость по сравнению с нефтью и лучшие фильтрационные характеристики. В результате происходит увеличение потенциала скважины по жидкости, в связи с чем производятся мероприятия по интенсификации отбора из данных скважин для удержания базовой добычи и ввод новых скважин после бурения на 71 кусту Первомайского месторождения.

Анализируя изменение динамики межремонтного периода в течение 2018 по 2019 год наблюдалось падение МРП в течение 2015-2016 года с 402 до уровня 296 суток, которое объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мех. примесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2015 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – «Компании Х», который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отметился рост МРП до 364 суток по итогам 2017 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 317 суток по итогам 2018 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями «Компании Х», были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, например внедрение нового оборудования, такого как УЭЦНА5-45 «АНАКОНДА», вентильных установок, имеющих меньшую длину на скважинах, осложненных интенсивным набором кривизны, более качественная работа с призабойной зоной пласта, эксплуатационной колонной. Производится

внедрение протекторов для защиты кабеля при спуско-подъемных операциях и в процессе эксплуатации, внедрение интеллектуальных станций управления, например АЛСУ-А(В)-180, способных контролировать необходимые для анализа работы установки параметры. Реализация данных мероприятий производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить МРП. Так за 3 месяца 2021 года МРП вырос до 375 суток и думаю что данная тенденция в дальнейшем сохранится.

Анализ отказов позволил выявить ключевые причины выхода из строя УЭЦН, которыми являются электродвигатель, гидрозашита и механические примеси. Для сокращения отказов данных узлов УЭЦН были проведены комплексные проверки цехов по ремонту подземного оборудования, выявлен ряд нарушений при ремонте ЭПУ, проведены мероприятия по устранению данных нарушений, в результате чего в данный момент можно отметить снижение количества отказов по приведенным выше причинам.

Анализ работы УЭЦН на фонде скважин позволяет судить о следующем. На долю скважин, оборудованных УЭЦН приходится 100% добычи цехом, поэтому необходима и ведется постоянная работа по совершенствованию техники и технологии добычи данным способом, анализируется и тщательно разбирается каждый преждевременный выход УЭЦН из строя, ежедневно ведется контроль за состоянием работы фонда скважин. Также анализ показал, что необходима постоянная работа по оптимизации работающего оборудования в связи с изменениями работы как пласта, так и длительно работающего погружного оборудования.

Совокупность всех приведенных в данной дипломной работе мероприятий позволила по итогам работы за 2019 год перевыполнить основной для цеха показатель – план по добыче нефти на 23 т. тонн, что составляет 101% при условии истощения пластов, повышения обводненности продукции в целом на 6% по месторождению.

Список литературы

1. Отчет о производственной деятельности НГДУ «Томскнефть ВНК» за 2015-2021 г.;
2. Отчет по подсчету запасов Советского месторождения т.1, Томск, 1992г.;
3. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., «Нефтегазопромысловое оборудование» Комплект каталогов, Томск, 1997 г. ;
4. Зайцев Ю.В. «Добыча нефти и газа» М.:Недра, 1986г. ;
5. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г., «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» М.:Недра, 1989 г. ;
6. Бухаленко Е.И., Ибрагимов Э.С. «Справочник по нефтепромысловому оборудованию» М.:Недра, 1983г. ;
7. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И., Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. - М.:Недра,1984 г.,- 272с. ;
8. Мищенко И.Т. «Расчеты в добыче нефти» М.:Недра, 1989г. ;
9. Бабаев С.Г. «Надежность нефтепромыслового оборудования» М.:Недра, 1987г. ;
10. Жданов С.А. Оценка влияния вторичных методов увеличения нефтеотдачи: М., Недра, 1986 г;
11. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.:Недра, 1988г. ;
12. Белов С.В. «Безопасность жизнедеятельности» М., Высшая школа, 1999г.