

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

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин

УДК 622.276.5.082-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ61	Алиев Амиль Афиз оглы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Спицын Владислав Владимирович	к.э.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Черепанова Наталья Владимировна	к.ф.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Громова Т.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
менеджмента	Чистякова Наталья Олеговна	к.э.н, доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
Р₂	Способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
Р₃	Способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

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

Школа инженерного предпринимательства
 Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Чистякова Н.О.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ61	Алиеву Амилю Афиз оглы

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№11023/с от 21.12.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к работе <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 технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<p>Общие сведения о месторождении, общие геологические сведения, текущее состояние разработки, основные вредные факторы для работы УЭЦН и методы борьбы с ними, подбор подземного и наземного оборудования для оптимальной работы скважины, определение наиболее эффективного режима работы УЭЦН, технико – экономический анализ выбранного режима, социальная ответственность при строительстве и эксплуатации фонда скважин.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графическая часть магистерской диссертации должна отражать основные результаты и этапы исследования:</p>

	1. Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Гомской области 2. Обзорная схема Крапивинского месторождения 3. Проектная схема расположения скважин Крапивинского месторождения
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черепанова Наталья Владимировна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03 сентября 2018
---	-------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Спицын Владислав Владимирович	к.э.н.		03.09.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ61	Алиев Амиль Афиз оглы		03.09.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ61	Алиеву Амилю Афиз оглы

Школа	Инженерного предпринимательства	Направление	38.04.02 Менеджмент
Уровень образования	Магистратура		

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Объектом исследования является фонд добывающих скважин Крапивинском месторождения (Томская область) компании АО «Томскнефть» ВНК. Назначение объекта исследования – добыча, сбор и транспорт нефтегазовой смеси на УПН.</p> <p>Вредные факторы Крапивинского месторождения:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов. <p>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>В работе использованы следующие основные нормативные документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2) ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3) СНиП 2.09.04.87 4) ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2017г.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Перечень графического материала:	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p>Перечень графического материала использованного в разделе «Социальная ответственность»:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин 2. Взрывопожарная и пожарная опасность

	производственных зданий, помещений и наружных сооружений 3. Классификация технологических блоков по взрывоопасности
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Черепанова Н. В.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМб1	Алиев Амиль Афиз оглы		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц машинописного текста, 19 рисунков и 13 таблиц, список использованной литературы состоит из 31 наименования.

Ключевые слова: крапивинское нефтяное месторождение, выработка запасов, пласт, коллектор, пористость, проницаемость, разработка, эксплуатация, насосная установка, обводненность, дебит, газовый фактор, осложнения при эксплуатации скважин, кратковременная эксплуатация скважин, охрана окружающей среды.

Объектом исследования является Крапивинское месторождение АО "Томскнефть ВНК".

В работе приведено описание особенности геологического строения месторождения. Представлена динамика основных показателей разработки, на основе промысловых данных проанализированы причины выхода в ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, основными из которых являются снижение сопротивления изоляции, снижение или отсутствие подачи, заклинивания УЭЦН и снижение производительности УЭЦН. Проведен анализ эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях.

А также рассмотрены технологические режимы работы скважин и выявлены основные факторы, ухудшающие их работу в осложненных условиях.

Исходные данные в написании работы: Отчет о производственной деятельности «Томскнефть ВНК» на Крапивинском месторождении.

Оглавление

Введение.....	10
Обозначения и сокращения.....	12
1 Современные подходы к эксплуатации скважин на нефтедобывающих предприятиях	13
1.1 Факторы, влияющие на эффективность деятельности нефтегазового предприятия	13
1.2 Организационно-технические особенности эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях	17
1.3 Осложнение скважин механическими примесями	26
1.4 Метод кратковременной эксплуатации скважин.....	32
2 Оценка эффективности эксплуатации скважин на крапивинском месторождении.....	36
2.1 Краткая характеристика Крапивинского месторождения	36
2.2 Методика оценки эффективности эксплуатации скважин на Крапивинском месторождении.....	43
2.3 Свойства пласта и пластовых флюидов.....	48
2.4 Анализ причин отказов УЭЦН за 2016 год	58
3 Повышение эффективности эксплуатации скважин на крапивинском месторождении.....	67
3.1 Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН	67
3.2 Анализ экономического эффекта при борьбе с мехпримесями	70
3.3 Анализ экономического эффекта при внедрении кратковременной эксплуатации скважин.....	78
3.4 Технические средства для повышения эффективности эксплуатации скважин	80
4 Социальная ответственность	89
4.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	90
4.2 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	101
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104

Заключение	106
Список используемых источников.....	108
Приложение А Виды противопесочных фильтров.....	111

Введение

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

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

Контроль и анализ наработки на отказ фонда скважин, программы мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ – актуальный вопрос современного этапа разработки Крапивинского месторождения.

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

Цель работы: провести анализ эксплуатации механизированного фонда скважин УЭЦН на Крапивинском нефтяном месторождении.

Объект исследования: Крапивинское месторождение АО «Томскнефть» ВНК.

Предмет исследования: Способы повышения эффективности эксплуатации скважин

Задачи:

– Рассмотреть структуру добычи нефти на Крапивинском месторождении

– Провести анализ причин отказов УЭЦН за 2016 г.

– Провести анализ внедрения кратковременной эксплуатации скважин

– Ознакомится с техническими средствами, повышающими эффективность эксплуатации скважин

– Предложить мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин

Структура работы: Введение, основная часть (три раздела), раздел корпоративно социальная ответственность, заключение, список использованных источников и литературы.

В первом разделе представлено описание эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН, возможные осложнения и организационно-технические особенности эксплуатации скважин.

Во втором разделе представлена краткая характеристика Крапивинского месторождения, анализ причин отказов УЭЦН за 2016г., а так же рассмотрена методика оценки эффективности эксплуатации скважин на Крапивинском месторождении.

В третьем разделе представлены мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин и проведена оценка экономического эффекта от предложенных мероприятий.

В четвертом разделе рассмотрена корпоративно-социальная ответственность АО «Томскнефть» ВНК.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ННО – наработка на отказ

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

МРП – межремонтный период

КВЧ – количество взвешенных частиц

ПЭД – погружной электродвигатель

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;

АПВ – автоматическое повторное включение скважины;

ТМС – термо-манометрическая система;

1 Современные подходы к эксплуатации скважин на нефтедобывающих предприятиях

1.1 Факторы, влияющие на эффективность деятельности нефтегазового предприятия

В современных условиях российской экономики весьма актуальным становится исследование, направленные на изучение факторов, влияющих на эффективность деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Важнейшей составной частью планирования повышения эффективности нефтегазодобывающего предприятия и улучшения использования нефтяных ресурсов являются:

- количественная оценка влияния различных факторов на уровень добычи нефти;
- определение путей и выявление резервов роста эффективности нефтегазодобывающего предприятия (НГДП);
- обеспечение необходимых предпосылок для экономической оценки планируемых технико-экономических мероприятий;
- обоснование целесообразности и масштабов их применения.

При этом успешное развитие любого НГДП связано с решением ряда основных проблем, направленных на повышение эффективности производственной деятельности:

- прирост и улучшение состояния сырьевой базы;
- сокращение издержек во всех звеньях производственного процесса.

Выявление влияющих факторов позволяет своевременно спланировать комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности НГДП, и провести их оптимизацию.

К основным факторам, определяющим изменение добычи нефти и состояния сырьевой базы, относятся:

- расширение применения и совершенствования методов воздействия:

- а) на пласт;
- б) на призабойную зону скважин;
- совершенствование способов добычи нефти;
- ввод новых скважин в эксплуатацию.

Серьезное влияние на формирование плановой добычи нефти НГДП оказывает изменение работы фонда скважин, или, точнее, количество скважино-месяцев, числившихся в следствии ввода новых скважин в планируемом году, и круглогодичного использования новых скважин предпланового года.

Безусловным фактором, отрицательно повлиявшим на нефтегазовый сектор в 2008 г. стало снижение экономической эффективности нефтедобычи, а также:

- усиление прямого государственного присутствия в отрасли;
- отсутствие внятной энергетической стратегии России;
- ухудшение сырьевой базы нефтегазодобычи;
- продолжающееся снижение темпов роста добычи углеводородного сырья.

В последние годы наблюдается быстрый рост издержек по всем отечественным нефтегазодобывающим предприятиям. Только за последние пять лет издержки по различным компаниям возросли в 2-3 раза.

Физическая и моральная изношенность технико-технологической базы является одной из причин низкой производительности и высоких издержек нефтегазодобывающего производства.

К главным факторам, влияющим на изменение издержек при добыче нефти, относятся:

- применение методов интенсификации добычи нефти;
- повышение эффективности использования фонда скважин и нефтепромысловых объектов;
- совершенствование управления производством и его организация.

Несмотря на это, за последние два-три года наблюдается положительная тенденция в увеличении инвестиций. Причем, в связи с широким использованием схем финансирования капитальных вложений, фактические инвестиции превышают даже отчетные данные компаний.

По оценкам экспертов, для коренной модернизации нефтяного комплекса при существующих уровнях добычи сырой нефти и ее переработки требуется 15-20 млрд долл. в год. Несмотря на рост капиталовложений в последние годы, их удельный объем для российских нефтяных компаний остается низким по сравнению с западными компаниями. У международных компаний удельный объем капиталовложений составляет 40-50 долл. на 1 т добытой нефти. Для российских же предприятий аналогичный показатель составляет 17,5 долл. В разведку российские компании вкладывают менее 10 % от общего уровня инвестиций отрасли.

Инвестирование в нефтяном комплексе России должно быть направлено на повышение экономической эффективности функционирования нефтегазового комплекса в результате интенсификации нефтедобывающего производства по всем направлениям:

- повышение эффективности использования основных фондов;
- регулирование и снижение издержек производства;
- повышение объемов внедрения и эффективности новых технологий по интенсификации добычи нефти, методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- привлечение инвестиций для реконструкции и модернизации добывающего производства и загрузки производственных мощностей.

Складывающаяся экономическая ситуация заставляет искать и использовать новые факторы роста, которые определяют разработку новых инструментов управления, направленных на повышение эффективности НГДП.

Для проведения этих процессов требуется ежегодно увеличивать объем финансирования. Рассматривая вопрос о приоритетных направлениях капитальных вложений в развитие нефтяного комплекса, необходимо учитывать следующие важнейшие направления финансирования, т. е., инвестиции:

- для ввода в эксплуатацию бездействующих скважин и повышения их производительности;

- направленные на повышение эксплуатационной надежности и долговечности нефтепромысловых объектов для решения проблем в системе поддержания пластового давления, нефтесбора и подготовки нефти;

- в энергосберегающие технологии, которые являются актуальными в связи с постоянным ростом цен на электроэнергию и горючее.

Важнейшей проблемой для российских НГДП в настоящее время стал быстрый рост издержек, который только за последние 4-5 лет увеличился в 2-3 раза. Повышение затрат в нефтяной отрасли приводит к снижению рентабельности. В результате существенная часть предприятий нефтяного комплекса является убыточной. Между тем себестоимость западных нефтедобывающих компаний ежегодно снижается на 1-2 долл. США. В связи с этим важнейшей задачей нефтедобывающих компаний в кратко- и долгосрочной перспективе является повышение эффективности производства за счет его оптимизации.

При подготовке ежегодных перспективных программ, направленных на сохранение уровня добычи нефти и снижение себестоимости, требуется проведение комплекса технико-экономических расчетов по выявлению оптимального набора мероприятий для достижения поставленной цели при минимальных издержках.

Таким образом, для повышения эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий, необходимо изучить существующие проблемы нефтегазового комплекса России, а также разработать соответствующие программы и мероприятия.

1.2 Организационно-технические особенности эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях

Промышленная продуктивность Крапивинского месторождения связана с пластами песчаниками васюганской свиты. Нефть лёгкая (плотность в нормальных условиях 0,856 кг/м³), сернистая (0,8 % S), парафинистая (3 % парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 65 % метана, иначе говоря жирный. Средняя величина газосодержания по всем пластам 32,0 – 36,0 м³ / м³.

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности (10–2000 м³/сут) и развиваемых напоров (500–3000 м). Однако электроцентробежные насосы высокой производительности – то 1000 м³ /сут и выше, имеют недостаточно высокие напорные характеристики, что обуславливает ограничения по глубине спуска установок. Поэтому на Крапивинском месторождении, впервые в АО «ТН» ВНК, начали применять импортные высокодебитные установки. Есть опыт применения импортных электроцентробежных насосов типа REDA серий EZ, DN, SN, GN, DR, GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до 1590 м³ /сут.

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

Ввиду низкого газового фактора у скважин с обводненностью 5% и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Результаты расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1% и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа (принятом теперь и в ПАО НК «РОСНЕФТЬ»), приведены в (таблице 1))

Таблица 1 – Результаты расчета условий работы УЭЦН при $R_{зab}=6$ МПа[18]

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

Назначение и устройство ЭЦН

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

Установки имеют четыре исполнения:

- 1) изностойкое;
- 2) коррозионностойкое.
- 3) износо-коррозионностойкое
- 4) базовое (обычное)

Пример условного обозначения установки

при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 - 87,

при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87, где У- установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

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);
- микро твёрдость 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 коррозионно-стойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);

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

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

– для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт - 70°С;

– для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45 - 125 кВт - 75 °С;

– для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90 - 250 кВт - 80 °С.

Примечание. 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 м³сут - 148,3 и 140,5 мм.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 1) состоят из: погружного насосного агрегата, кабеля в сборе, наземного электрооборудования: комплектной трансформаторной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС).

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Насосный агрегат откачивает

пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

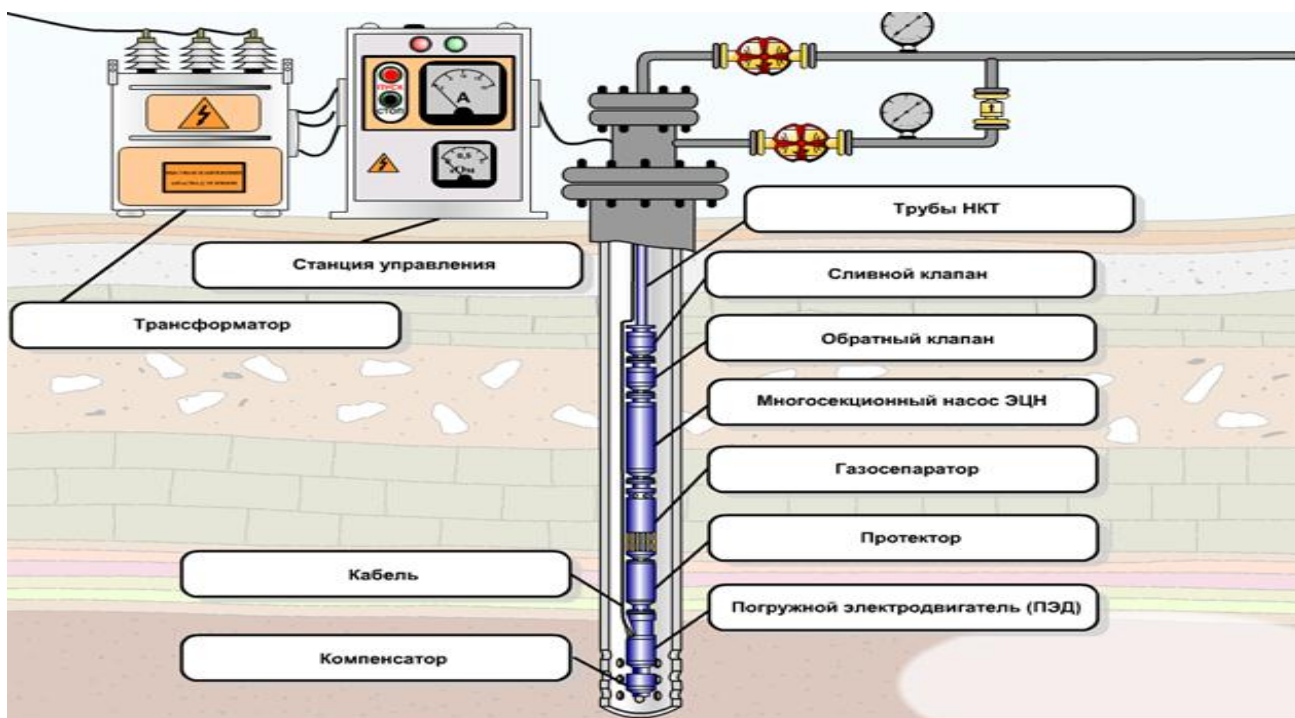


Рисунок 1 – Скважина оборудованная УЭЦН

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами).

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ.

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

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, вентильный, высоковольтный трехфазный,

короткозамкнутый, двухполюсный, маслонаполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями типа ПЭД с оснащенной системой контроля температуры и давления пластовой жидкости. (ТМС)

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.

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.

Насос - погружной центробежный модульный. Рисунок 2

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») - многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионно-стойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 2) Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

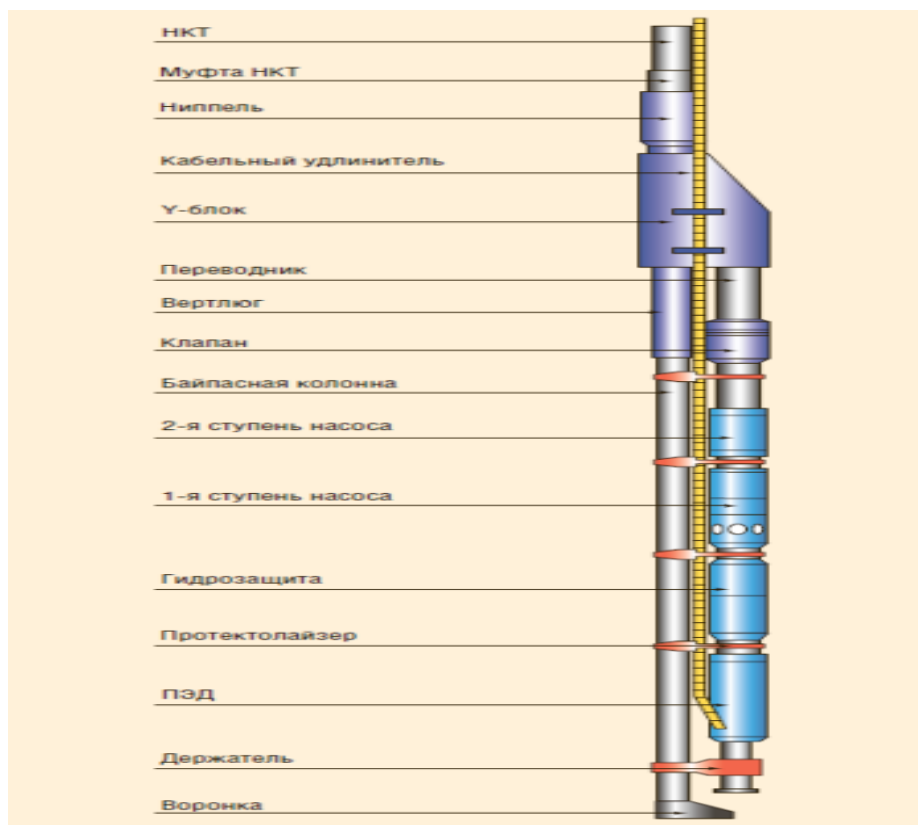


Рисунок 2 – Насос погружной центробежный модульный

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор (рис. 2) 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 отечественных установках, а также насосах фирмы Centrilift и Reda, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично центрифуге. 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

Газосепараторсепарует пластовый флюид и отделяет попутный газ для стабильной работы ЭЦН.

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 осущ-ся шлицевыми муфтами.

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

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

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионно-стойкого 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 гладкой насосно-компрессорной трубы 73 ГОСТ 633 - 80.

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

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

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

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.

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 гладкой насосно-компрессорной трубы 73 ГОСТ 633 - 80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут имеет резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной 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.

1.3 Осложнение скважин механическими примесями

Механизм возникновения и условия формирования мехпримесей

Современное состояние нефтегазовой промышленности отличается ухудшением качества ресурсной базы, увеличением трудноизвлекаемых запасов, а также возникновением различных осложнений условий эксплуатации. В результате, актуальность приобретает проблема эффективности разработки технологий добычи углеводородов в осложненных условиях. Вынос механических примесей является одной из самых актуальных проблем, встречающейся на истощённых месторождениях. В результате выноса механических примесей возникают опаснейшие осложнения – снижение уровня добычи из-за образования песчаных пробок, потребность очистки продукта от песка и его экологически безопасного

утилизации, смятие обсадных колонн в интервалах продуктивного пласта, абразивная эрозия внутрискважинного и наземного оборудования. Проблема механических примесей чаще всего встречается на месторождениях терригенных горных пород (песчаниках), к которым относится и Крапивинское месторождение, данные породы представляют собой однородные агрегаты обломочных зерен размеров от 0,1 мм до 2 мм, связанных минеральным веществом. Породообразующими минералами песчаников являются кварц, полевой шпат, слюда, глауконит и т.д. Причины разрушения коллектора и выноса мехпримесей разделяют на три основные группы, исходя из условий их формирования: геологические (литология, особенности залегания пласта-коллектора), технологические (условия эксплуатации скважин и вскрытия пластов) и технические (конструкция забоя). Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; свойства пластового песка (угловатость, глинистость): степень цементированности породы пласта, её уплотненность и естественная проницаемость; продолжительность выноса 37 песка; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; попадание подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала. Технологические: скорость фильтрации пластовых флюидов в прискваженной зоне, градиент давления, минерализация пластовых вод, обводненность добываемой продукции. Технические: поверхность забоя, конструкция забоя; через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открытость или закупоренность перфорационных каналов и т.д.). Источники формирования и состав механических примесей представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Источники механических примесей

Причины выноса мехпримесей, как уже было сказано выше, делятся на 3 вида, что отражено на рисунке 4.



Рисунок 4 – Источники механических примесей

Последствия выноса механических примесей

Мехпримеси являются одной из главных причин отказов работы скважинного оборудования, так как попадая во внутреннюю полость и скапливаясь внутри него, они вызывают некорректную работу оборудования, что в последствии ведёт к остановке работы системы. Абразивному износу подвержена большая часть металлического оборудования, наиболее активно этот процесс протекает в местах повышенной скорости движения нефтяного флюида и давления. Сущность абразивного износа заключается в разрушении металла агрессивными частицами механических примесей в процессе добычи, транспортировки, переработки. Более подробно последствия выноса мехпримесей описаны на рисунке 5



Рисунок 5 – Последствия выноса механических примесей

Вынос механических примесей, а именно песка ведёт к образованию трещин, к смятию эксплуатационных колонн, к обрушению кровли призабойной зоны. К числу чаще всего встречающихся последствий выноса КВЧ относятся образование пробок, эрозия внутрискважинного оборудования, отложение песка в наземном оборудовании и т.п. На устранение последствий выноса мехпримесей затрачиваются значительные материальные ресурсы. Из-за большого содержания КВЧ в добываемой жидкости раньше времени выходят из строя промысловые трубопроводы,

фонтанные штуцеры, насосно-компрессорные трубы, запорно- регулирующая арматура, насосное и другое промышленное оборудование. Помимо этого, выносимый из пласта песок осаждается на забое скважины, что ведёт к преждевременному прекращению эксплуатации скважины и необходимости проведению дорогостоящего ремонта.

Методы борьбы с механическими примесями

Методы борьбы с негативным влиянием механических примесей подразделяются на четыре основных типа. Различают механические и технологические способы ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку . К механическим методам относится установка различных видов фильтров на забое скважины и на УЭЦН. Технологические - это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению призабойной зоны пласта. Схематично методы борьбы в мехпримесями изображены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Методы борьбы с мехпримесями

Более эффективны методы борьбы с выносом мехпримесей, в основе которых лежит недопущение выноса мехпримесей в скважину. Наиболее простым решением для этого метода является ограничение отбора жидкости из скважины, что позволяет снизить вынос мехпримесей в скважину, но при этом резко сократятся дебиты нефти. К рациональным и доступным относят механические методы. К ним принадлежит оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конфигурации. Противопесочные фильтры делятся на проволочные, сетчатые, гравийные и гравитационные.

Главными характеристиками фильтра, которые определяют размер выносимых частиц, должны быть, размер и форма фильтрационных отверстий, геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. Противопесочные фильтры должны удовлетворять следующим критериям: необходимая механическая прочность и достаточная устойчивость против коррозии и эрозионного воздействия; надежная гидродинамическая связь с пластом и суффозийная устойчивость пород в призабойной зоне; возможность механической и химической очистки фильтра без извлечения его из скважины. Характеристики противопесочных фильтров, их достоинства и недостатки приведены в Приложение А.

Еще одним из методов борьбы, является крепление призабойной зоны. Этот способ проводится с применением вяжущих материалов, путем консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после затвердения которых получаем проницаемый пласт. При наличии в ПЗП каверны (выработки) ее заполняют отсортированным кварцевым песком. Ход работ по креплению призабойной зоны: - определение температуры в зоне тампонажа. - определение содержания мехпримесей в продукции. - определение дебита и содержания воды в продукции. в зависимости от температуры в зоне тампонирувания выбор соответствующего материала. - установление на скважине емкости с перемешивающим устройством для приготовления и накопления тампонажного раствора, подъемные средства. - остановка и глушение скважины. - спуск НКТ до забоя и промывка ствола скважины. если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до восстановления циркуляции. При обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка - проверка скважины на приемистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приемистости скважины - подготовка

в емкости с перемешивающим устройством тампонажного раствора. Проверка показателей качества - закачка приготовленного тампонажного раствора в пласт. установка продолжительности эффекта по содержанию механических примесей в добываемой продукции сразу после проведения работ и периодически, не менее трех раз в месяц Зачастую существует вероятность разрушения продуктивного пласта, которое возможно по нескольким причинам. Для борьбы с данным осложнением может использоваться гравийная набивка. Это дорогой, но эффективный метод борьбы с разрушением продуктивного пласта. В отличие от внутрискважинных фильтров, которые часто извлекаются на поверхность в связи с их кольматацией, гравийные набивки рассчитаны на длительный срок работы, что подразумевает высокими требованиями к технологии создания и конструктивным характеристикам этих сооружений. Длительная эффективная работа гравийной набивки, как и другого заколонного фильтрационного оборудования, зависит от прочности забоя в пластовых условиях, гидромеханических нагрузок, интенсивности суффозионных процессов, обуславливающих кольматацию фильтра. Одним из главных факторов, определяющих эти характеристики, является внешний диаметр фильтра. Поэтому необходимы устройства, расширяющие ствол скважины до необходимых размеров. Данный метод применяется для контроля выноса песка в нефтяных и газовых скважинах.

1.4 Метод кратковременной эксплуатации скважин

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) – эффективный способ эксплуатации мало- и среднедебитных добывающих скважин ($Q_0 = 5-80$ м³/сут.), с помощью УЭЦН. При КЭС кратковременная работа УЭЦН (3-10 минут) чередуется с выключением (15-60 минут). Большую часть времени УЭЦН при КЭС находится в выключенном состоянии. При этом оборудование меньше изнашивается и расходует меньше электроэнергии.

Главное конкурентное преимущество КЭС – снижение себестоимости добычи нефти. Оно достигается за счёт увеличения межремонтного периода (МРП), увеличения объёмов добычи нефти, сокращения расхода электроэнергии, сокращения номенклатуры используемого оборудования, сокращения затрат на исследование скважин и технологические операции по повышению дебита скважин

Уникальной особенностью КЭС является ослабление или полное исключение негативных проявлений всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов. В ходе промысловых испытаний доказано, что с помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать скважины с выносом мехпримесей, с отложением солей, с высоким газовым фактором, с высокой температурой, с нестабильным притоком, с образованием вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ).

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) – эффективный способ эксплуатации мало- и среднедебитных добывающих, мало- и среднеприемистых нагнетательных скважин нефтяных месторождений с помощью погружных центробежных насосных установок с электроприводом (УЭЦН). Главное конкурентное преимущество по сравнению с другими способами механизированной добычи – снижение себестоимости добычи нефти.

Уникальным достоинством КЭС является способность противостоять всем основным осложняющим эксплуатацию скважин факторам. КЭС – безальтернативный способ эксплуатации скважин, осложнённых одновременным воздействием нескольких осложняющих факторов.

Уникальной особенностью КЭС является возможность изменения объёмов добычи (закачки) жидкости из (в) скважины (-у) в 5-10 раз без её остановки и проведения ПРС по смене типоразмера оборудования. КЭС – незаменимый способ для применения на скважинах, вводимых в эксплуатацию после бурения, капитального ремонта скважин (КРС) и

геолого-технических мероприятий (ГТМ) по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП).

Внедряя КЭС, заказчик получает автоматизированную скважину, в которой стабилизирован основной технологический параметр – забойное давление (депрессия). КЭС даёт возможность контролировать изменение дебита и обводнённости продукции скважины в режиме реального времени без применения специальных контрольно-измерительных приборов.

КЭС даёт возможность проводить исследования участков месторождений без остановки скважин и применения специального оборудования. КЭС позволяет расширить возможности прогрессивных способов ПНП, например: нестационарного заводнения. КЭС хорошо адаптирован для внедрения информационных технологий (IT-технологий) в нефтедобычу. Внедрение КЭС – один из лучших способов практической реализации концепции интеллектуализации разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Достоинства КЭС доказаны в промысловых условиях. Нет необходимости проводить длительные промысловые испытания.

При КЭС используется серийное оборудование отечественных производителей. Нефтяные и сервисные компании имеют всю необходимую инфраструктуру для эксплуатации УЭЦН. Поэтому КЭС можно внедрить быстро и без значительных затрат.

КЭС имеет хороший экспортный потенциал. КЭС защищена 3-мя патентами РФ на изобретения, евразийским патентом. Патентуется в США и Канаде.

КЭС имеет значительный потенциал развития. Например: КЭС перспективна для эксплуатации нефте-газоконденсатных месторождений и месторождений с нефтью повышенной вязкости.

На основе КЭС разработан способ безводной добычи нефти (БДН). Обводнённость добываемой продукции не будет превышать 5 % (в среднем 2-3 %). БДН предназначена для разработки и эксплуатации «старых»

обводнённых и новых нефтяных месторождений, не имеющих необходимой инфраструктуры сбора нефти и поддержания пластового давления (ППД). КЭС и БДН позволят сделать рентабельной разработку малых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и эксплуатацию скважин бездействующего фонда.

2 Оценка эффективности эксплуатации скважин на крапивинском месторождении

2.1 Краткая характеристика Крапивинского месторождения

Характеристика района работ

Территория Крапивинского месторождения расположена в Каргасокском районе Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть входит в состав Омской области Западной Сибири. Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию. (рисунок 7)

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт - пос. Новый Васюган расположен в 70 км на северо-восток от месторождения, где имеются небольшой аэропорт, почта, телеграф.

Дорожная сеть на месторождении развита слабо. В 60 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катальгинское, Зап. Катальгинское и др.), с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и г.Стрежевой. С 2009 г была построена круглогодичная дорога Игольско-Таловое месторождение – Крапивинское месторождение.

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

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории

в целом. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр).

Ближайшие месторождения, находящиеся в разработке: Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), Западно-Моисеевское (7 км на север), Лесмуровское (11 км на север), Двуреченское (16 км на север), мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток). Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

В апреле 2002 г. запущен нефтепровод Ду-635, соединяющий месторождение Крапивинское с УПН п. Пионерный.

Линии ЛЭП на месторождениях развиты. Энергоснабжение на Крапивинском месторождении осуществляется посредством ВЛЭП 110 КВ с Игольско-Талового месторождения от подстанции 110/35/5 2X25 МВА.

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

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

Месторождение принадлежит двум недропользователям: АО «Томскнефть» и ПАО «Газпром нефть», при этом согласовано что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний.

Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

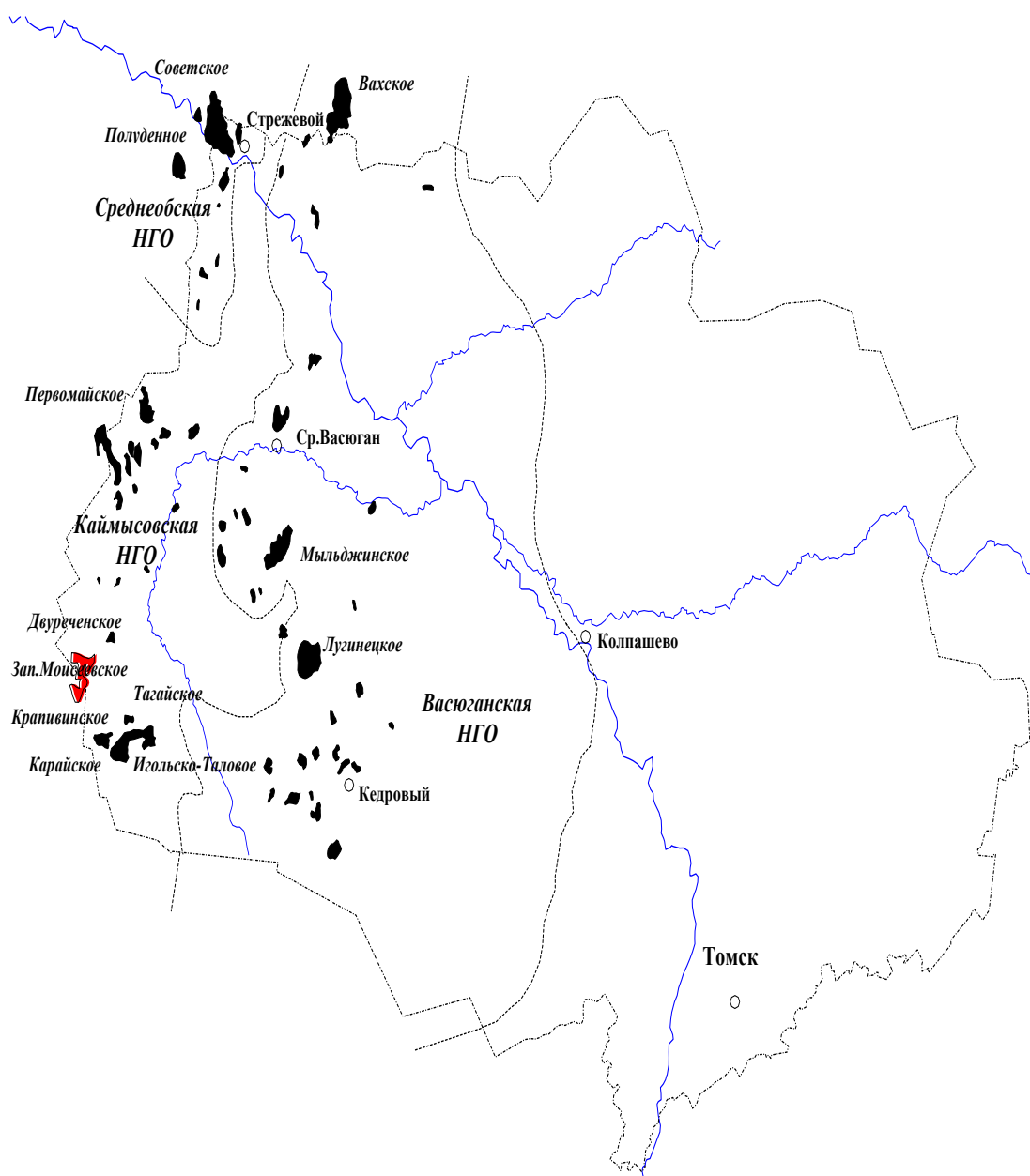


Рисунок 7 – Обзорная карта района работ

История освоения месторождения

Крапивинское локальное поднятие (л.п.) выявлено в 1966 г. сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин №№ 195, 196 и 198 (рисунок 8), заложенных в наиболее приподнятой сводовой и присводовой частях л.п.,

выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю1/2 и Ю1/3, поисково-разведочные работы на площади, с 1970 г. были приостановлены.

После проведения в 1980-1982 годах детализационных сейсмических исследований МОГТ 2Д, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинского поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю1/3.

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

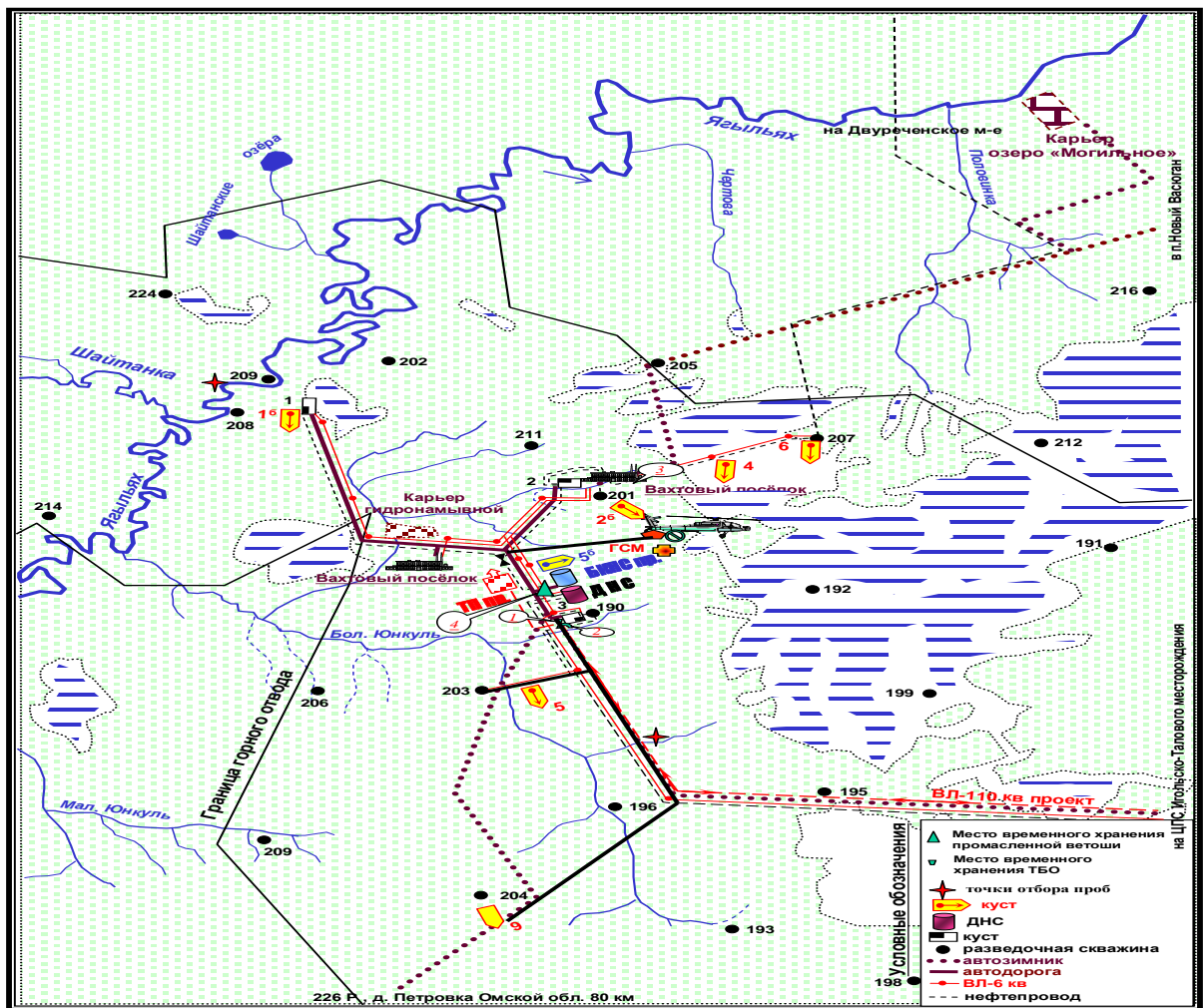


Рисунок 8 – Обзорная схема Крапивинского месторождения

С 1991 г. разведочные работы на месторождении велись согласно «Проекта доразведки Крапивинского месторождения» для уточнения его геологической модели, повышения категоричности запасов и получения дополнительных геолого-промысловых данных для составления технологической схемы разработки. В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ приросты запасов осуществлялись практически ежегодно.

В 1995 г. на базе извлекаемых запасов, числящихся на Государственном балансе в количестве 32029 тыс. т по категории С1 и 15067 тыс. т по категории С2, институтом ОАО «ТомскНИПИнефть» составлен проект пробной эксплуатации, рассмотренный Центральной комиссией по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений в 1997 г. (протокол №

2124 от 20.02.1997 г., г. Москва). Согласно проекту в 1998 г. начато разбуривание месторождения (р-н скважины № 201р) - месторождение введено в пробную эксплуатацию.

По проекту пробной эксплуатации [1] предусмотрена треугольная сетка разбуривания (с расстоянием между скважинами 500 м) и площадная семиточечная система вытеснения. Пробную эксплуатацию предусмотрено было организовать на трех участках пласта Ю₁³ по площадной семиточечной системе вытеснения с расстоянием между скважинами 1000 м (районы скв. №№ 201р и 208р) и участка в районе скв. № 190 (рисунки 8,9) с расстоянием между скважинами 500 м.

Протоколом ЦКР, Минэнерго РФ утверждены следующие уровни добычи: 1997 г. -25.1 тыс. т, 1998 г. - 137. тыс. т, 1999 г. - 231 тыс. т, 2001 г. - 240.4 тыс.т.

Проект пробной эксплуатации стал основой для последующих работ по технико-экономическому обоснованию ввода в промышленную разработку Крапивинского месторождения, выполненных в 1996 – 1998 годах.

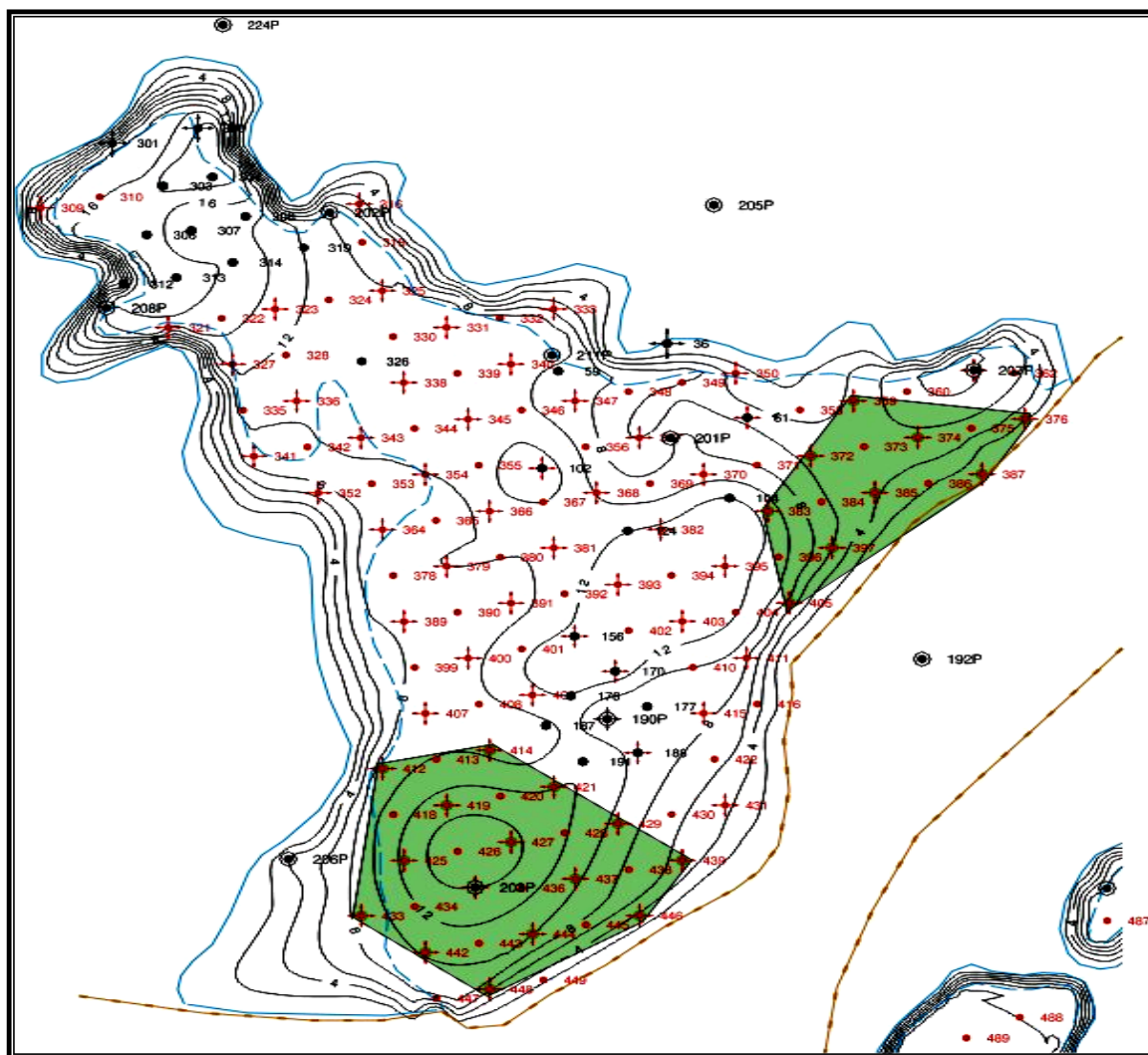


Рисунок 9 – Проектная схема расположения скважин Крапивинского месторождения

Для повышения эффективности эксплуатационного бурения и разведки сопредельных площадей, в 1995 - 2000 годах, на площади 428 км² Крапивинского лицензионного участка, выполнены полевые 3D-сейсмические исследования и комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ПГИС. Построенная модель легла в основу динамической модели месторождения.

По результатам 3D сейсморазведочных работ, бурения и опробования 33 разведочных и 21 эксплуатационных скважин и пробной эксплуатации залежи в 1997 -2000 годах силами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» выполнен подсчет балансовых и извлекаемых запасов месторождения. Запасы были представлены на рассмотрение в ЦКЗ и утверждены (протокол № 56-2001М

от 18.01.2001 г. Москва). На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти: [4]

- балансовые по категории С1 - 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 тыс. т

- балансовые по категории С2 - 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 тыс. т,

растворенного газа:

- категории С1 -587 млн. м³,

- категории С2 - 232 млн. м³.

На 01.01.2010 г. на государственном балансе РФ числятся уже следующие запасы нефти:

балансовые по категории С1 - 101014 тыс. т, извлекаемые 36656 тыс. т

балансовые по категории С2 – 9091,2 тыс. т, извлекаемые 3299 тыс. т,

растворенного газа:

категории С1 -652 млн. м³,

категории С2 - 132 млн. м³.

2.2 Методика оценки эффективности эксплуатации скважин на Крапивинском месторождении

Анализ структуры фонда скважин

В 2001 году ЦКР Минэнерго утверждена технологическая схема разработки месторождения (Томская область), составленная институтом «ТомскНИПИнефть» [1]

На 1.01.2017г. общий фонд скважин Крапивинского месторождения Томской области составляет 665 ед., из них 408 ед. составляет фонд добывающих скважин, 257 ед.- фонд нагнетательных скважин и 24 ед. фонд водозаборных скважин (таблица 3, Рис.10)

Таблица 3 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017г.

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

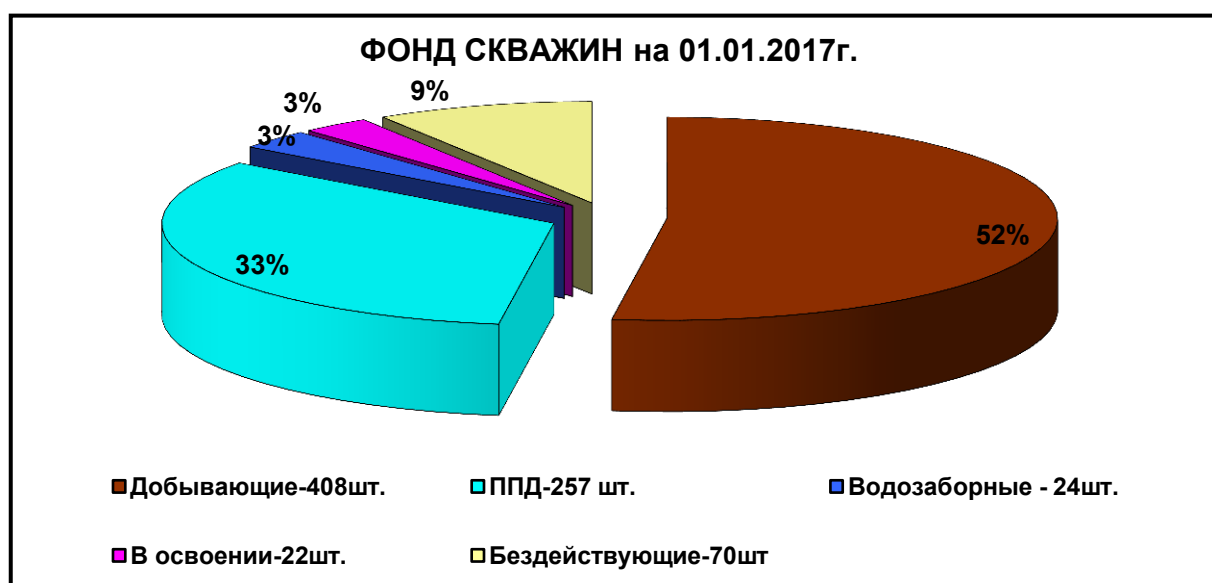


Рисунок 10 – Фонд скважин Крапивинского месторождения на 01.01.2017г

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

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

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

Динамика и современное состояние разработки

В целом Крапивинское месторождение развивается очень быстро и эффективно. В 2016 году строительство скважин велось одновременно на 3 буровых станках. На ремонте и освоении из бурения скважин одновременно задействовано 2 бригад КРС и 8 бригад ПРС. Скважины, осваиваемые из бурения сразу переводятся в разряд добывающих и эксплуатируются механизированным способом посредством УЭЦН. Соответственно на данном этапе система разработки характеризуется решением следующих задач:

Интенсивное ведение строительства новых скважин за 2016г. ВНС 22 скважины с общим приростом 768т. в сутки.

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

Улучшение проницаемости призабойной зоны пласта скважин посредством проведения ГРП, произведено на 4 скважинах с общим приростом 41,3тоны в сутки.

Очистка пор породы пласта проведением кислотных обработок.

В зависимости от текущих параметров работы погружного оборудования УЭЦН осуществляются программы оптимизации и интенсификации добычи нефти и газа. При наличии частотно регулируемого оборудования поставленные задачи решаются изменением частоты питающего напряжения в большую или меньшую сторону во время эксплуатации УЭЦН. Распределение парка станций управления с чрп представлено на (рисунке 11)

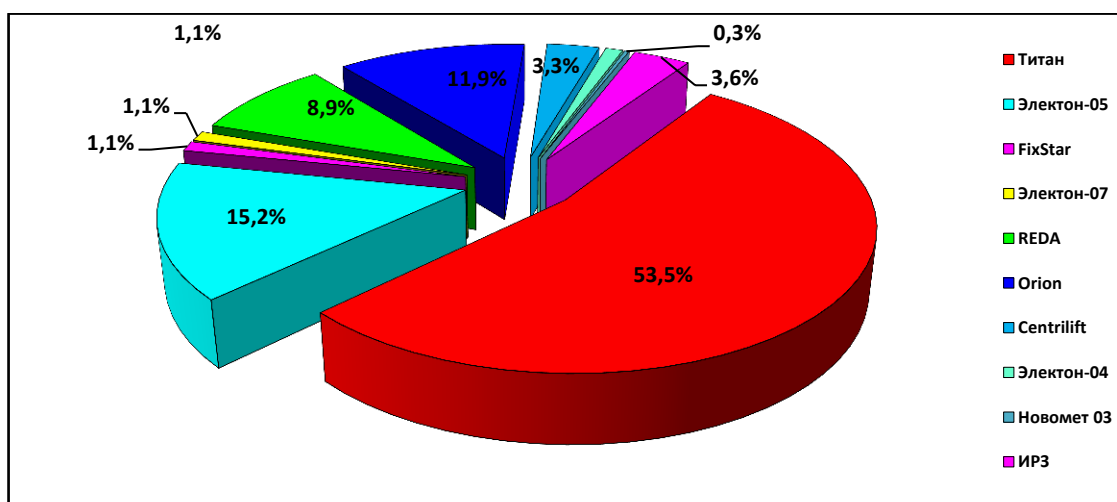


Рисунок 11 – Распределение действующего фонда ЧРП

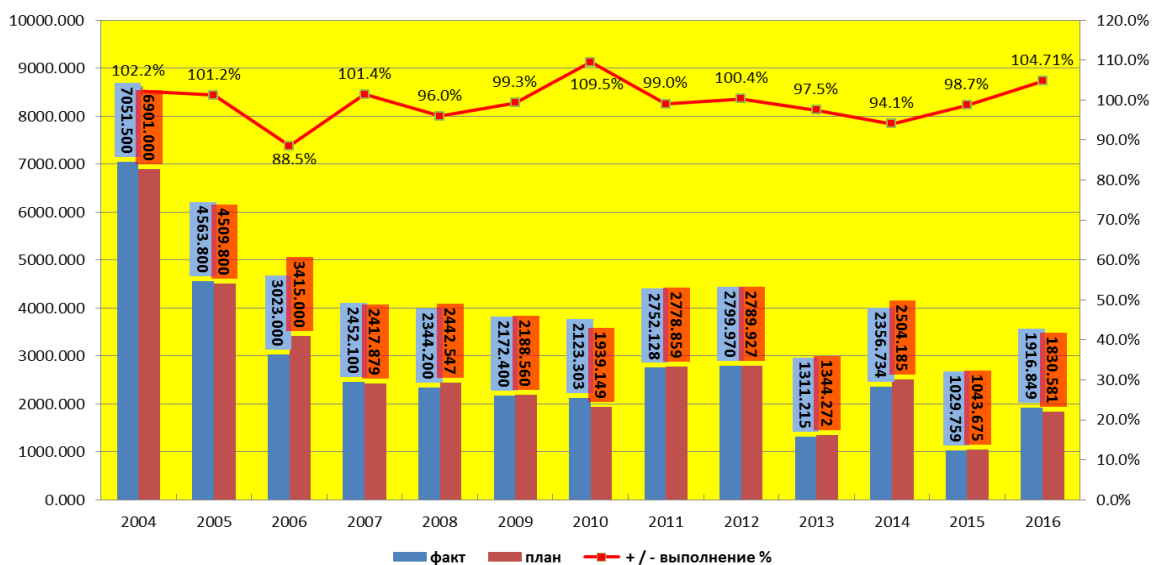


Рисунок 12 – Добыча нефти по итогам 2004-2016г.

На (рисунке 12) показана динамика изменения добычи нефти, Крапивинского месторождения, с 2004 по 2016г. из которого видно снижение дебитов скважин по годам. В последние годы отмечается снижение текущей компенсации с начала 2016 г. как по Южной залежи, так и по Крапивинскому месторождению в целом. Отмечается снижение среднесуточной закачки, на Южной залежи с начала 2016г. Снижение уровней закачки с начала 2016г. Связано с бездействием нагнетательных скважин (по различным причинам – смена Фонтанной арматуры, определение текущего состояния эксплуатационной колонны, исследования, очистка призабойной зоны, ликвидация аварии и др.), а также снижением приёмности на скважинах в районах с низкими ФЕС пласта.

Производится выполнение мероприятий по ВБД в ППД скважин, а также ОПЗ. Выполнено мероприятий на фонде ППД за 2016 год на 55 скважинах, переводов в ППД на 20 скважинах, ОПЗ проведено на 1 скважине, ВБД на 6 скважинах. Анализ текущего состояния разработки показывает что наблюдается зависимость роста среднего дебита скважин от количество вновь вводимых после бурения. С 2003 года идет резкое

снижение дебита нефти, несмотря на то, что дебит жидкости увеличивается. Это объясняется резким повышением обводнённости продукции скважин.

Характеристика работы добывающих скважин

Необходимо отметить, что все эксплуатационные скважины с 2001 г. переведены на механизированный способ добычи нефти посредством ЭЦН. Это решение является обоснованным, с учетом имеющейся информации о свойствах пластовой продукции. Залегающая нефть Крапивинского месторождения обладает свойствами позволяющими проводить высокоэффективную механизированную добычу с использованием УЭЦН - низкое давление насыщения и газовый фактор, а так же связанный с этим небольшой перепад плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН. К возможным осложняющим факторам на Крапивинского месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры t 91-1000 С, вынос мех.примесей из призабойной зоны пласта, солеотложение, каррозийнаагрессивная среда. Все добывающие скважины месторождения на 01.01.2017г. работают с использованием ЭЦН и RED. Среднесуточные дебиты по нефти и жидкости, скважин оборудованных RED более, чем в 3 раза превышают аналогичные показатели по скважинам с ЭЦН. На конец 2016г. Парк ЭЦН, на месторождении представлен насосами иностранного производства («REDA», «Centrilift»).

2.3 Свойства пласта и пластовых флюидов

Стратиграфическая характеристика

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

Исследования были выполнены по представительной коллекции образцов керна (292 шт.) нефтенасыщенного коллектора пластов Ю1/2 и

Ю1/3, вскрытых различными скважинами на Крапивинском месторождении. Наиболее полные материалы получены по скважинам 187 (82 образца – интервал 2751.8 – 2787.6 м) и 222Р (29 образцов – интервал 2736 -2751.3 м).

В скважине 187 пачка Ю1/3В представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевритового и глинистого материала. Характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита. Аллотигенные компоненты в основном представлены кварцем, полевыми шпатами в различной степени пелитизированными и серицитизированными (калишпатами и плагиоклазами). Обломки пород присутствуют в меньшем количестве (силициты, кварциты, сланцы, аргиллиты, глины). Встречаются листочки биотита. Из аксессуарных минералов отмечается эпидот. Углистое вещество присутствует в виде пятен и точечных вкраплений. Порода послойно обогащена растительным детритом буро-красного цвета. Признаки деформации проявляются в виде изгиба пластинок слюды, завершающегося их расщеплением на концах. Зачастую деформированные слюды выполняют промежутки между обломками пород. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидрослюдистый. Породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

Отложения пласта Ю1/3 проанализированы в интервале 2763,4 – 2781,2 м. В нижней части они представлены алевритами и мелкозернистыми песчаниками, в верхней – средне-крупнозернистыми песчаниками. В породах постоянно отмечается присутствие глинистого матрикса. Структура алевро-псаммитовая и псаммитовая. Терригенный материал, слагающий алеврито-песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные. В породах наибольшим развитием пользуются пленочно-поровый глинисто-гидрослюдистый и поровый каолиновый цементы, локально проявляется регенерационный

полевошпатовый и кварцевый . Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 19,4-22,2% и проницаемость 12,9-292,4 мД). Развитие пористости, по-видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием.

Проведенный комплекс петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керн позволяет сделать следующие выводы:

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

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

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

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

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

Структура алевросаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из аксессуарных минералов встречается эпидот. Зерна кварца, полевых шпатов имеют признаки пластической деформации в виде облачного погасания. Некоторые зерна полевых шпатов катаклазированы. Следует отметить, что для всех пород характерна пиритизация. Пирит образует скопления мелких глобулей и кристаллов 0,2-0,8 мм. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Отмечаются единичные зерна глауконита. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространствах в виде бурых пятен.

Породы слабопроницаемые. Регенерационный кварц и альбит в разрезе скв.187 проявляется локально. Нарастание происходит в виде регенерационной каймы на окатанные зерна и, как следствие, сокращается свободное поровое пространство. Это приводит к уменьшению объема сообщающихся пор и ухудшению коллекторских свойств пород. Каолинит отмечается практически на всех изученных интервалах пласта Ю1. Часто наблюдается высокая степень раскристаллизации каолинита и образование агрегатоподобных его сростков. Свободное поровое пространство может сохраняться между каолиновыми сростками, что способствует увеличению ФЕС. Кальцит однозначно влияет на ФЕС коллекторов. Появление его в составе песчаников всегда ведет к ухудшению коллектора.

Литолого-петрофизическая анизотропия коллектора Ю1/3 изучалась на основе микроструктурного анализа кварца. Микроструктурный анализ кварца в обломочных средне- и мелкозернистых кварцосодержащих породах проводится исходя из предположения о том, что этот минерал не испытывает заметных тектонических воздействий и обнаруживает специфическую ориентировку - ориентировку отложений. Подобная ориентировка во многом определяется пространственным распределением кварцевых зерен по форме.

Как правило, удлиненная форма зерен обуславливает предпочтительную картину ориентировки. С условиями осадконакопления связано пространственное изменение различных видов физических свойств пород – магнитных, упругих, фильтрационных. Несмотря на различие природы физических параметров, преобладающим является ориентирующий процесс, зависящий от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, скорости и направления транспортирующей среды.

Доюрские образования

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

Юрская система

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью более 300 м. Они подразделяются на три свиты: тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита

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

Васюганская свита

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами в описываемом районе и залегает на глубинах 2600 – 2750 м. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий:

верхнеюрско-валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними. Свита подразделяется на две подсвиты - нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

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

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

Баженовская свита

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

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

Состав и свойства пластовых флюидов

На начало разработки месторождения имелись сведения по составу глубинных проб нефтей из 6 скважин. Из них 4 скважины находятся в пределах участка А, по одной скважине на участках В и I, а участок Б вообще не охарактеризован глубинными пробами. По этим 6 скважинам имеются результаты анализов 16 проб нефтей. Из них 15 проб отобраны из пласта Ю13 и только одна проба из пласта Ю12.[1]

Поверхностные пробы нефтей отобраны из 7 скважин. Все скважины находятся в пределах участков А (6 скважин) и В (I скважина).

Компонентный состав газа представлен только результатами анализов, полученных после однократного разгазирования трех проб из двух скважин. Присутствие большого количества азота, окиси углерода и водорода в этих пробах ставит под сомнение их качество.

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефтей участков А и В изменяется в одних и тех же пределах (17 - 37 м³/т). Нефть на участке Г обладает аномально низким для нефтей пласта Ю1 газосодержанием (9-11 м³/т), однако, эти сведения получены только на основе анализов параллельных проб из одной и той же скважины. Поэтому, чтобы сделать уверенный вывод о газосодержании нефтей на этом участке, необходимо отобрать и проанализировать глубинные пробы из других скважин.

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефтей запасов категории С2. Характеристика нефти представлена в таблице 4, а компонентный состав газа в таблице 5.

Таблица 4 – Характеристика нефти

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	770-804
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	848-853
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,153-2,1
4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		
	при 20 °С	мПа·с	7,06-9,56
	при 50 °С	мПа·с	3,39-4,6
5.	Массовое содержание (среднее значение):		
	серы	% массов	0,52-0,814
	смола силикагелевых	% массов	5,2-7,75
	асфальтенов	% массов	1,8-4,4
	парафинов	% массов	1,81-4,0
6.	Температура плавления парафина	°С	47,3-55
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	6
	150 °С	% об.	14-20
	250 °С	% об.	23-39
	300 °С	% об.	39,5-52
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	27-36,2
9.	Температура застывания	°С	-10
10.	Обводнённость	%	5-50
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 5 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании пластовой нефти Крапивинского месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
N ₂ + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88
СН ₄	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
С ₂ Н ₆	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
С ₃ Н ₈	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
i-С ₄ Н ₁₀	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
n-С ₄ Н ₁₀	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82

Продолжение таблицы 5

i-C ₅ H ₁₂	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
n-C ₅ H ₁₂	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
C ₆ H ₁₄ + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м ³	0,97-1,112	848,1-848,4	772,8-804

Сравнение состава нефтей Крапивинского месторождения и нефтей Первомайского месторождения, куда они будут направлены на УПН, показывает, что при их смещении не должно наблюдаться каких-либо отрицательных явлений. Газонасыщенность и содержание парафинов нефтей Крапивинского месторождения ниже, чем нефтей Первомайского. Некоторое опасение вызывает лишь достаточно высокое содержание асфальтенов в нефтях Крапивинского месторождения. В принципе, при смещении их с легкими парафинистыми нефтями возможно выпадение асфальтенов в осадок. И хотя последнее маловероятно при подготовке их на Первомайском УПН, для большей уверенности необходимо провести экспериментальную проверку в лаборатории.

Учитывая слабую охарактеризованность объектов, а также значительный разброс данных, необходимо отдельно отобрать глубинные пробы из пластов Ю12 Ю13. Особенно важно отобрать пробы из скважин, пробуренных в сводовой части и вблизи ВНК. Пробы нужно исследовать по полной программе в соответствии с требованиями ОСТ, т.е. определить параметры пластовой системы, а также состав и свойства нефтей и газа после однократной и ступенчатой сепарации.

Поскольку на УПН п. Пионерного осуществляется совместная подготовка нефтей месторождений Крапивинской группы и месторождений Первомайской группы, то необходимо провести экспериментальную лабораторную проверку смешиваемости этих нефтей. В последующем бланки глубинных манометров расшифровывались, и полученная динамика давления во времени обрабатывалась по методу Д. Р. Харнера с получением значений коэффициента продуктивности, гидропроводности, проницаемости пласта,

потенциального коэффициента, коэффициента призабойного дефекта (или ОП). Исследовались кривая притока и кривая восстановления давления. При отсутствии видимого притока, но при наличии КВД, проводилась обработка кривой восстановления давления с определением дебита, а также рассчитывались все выше указанные параметры. Использование данной методики обеспечивает точность определения параметра +/- 30.

Пластовая вода горизонта Ю1 Крапивинского месторождения охарактеризована 20 поверхностными пробами из 13 скважин и тремя глубинными пробами из одной скважины.

Минерализация воды изменяется от 26,4 до 35,15 г/дм³ и составляет в среднем 31,6 г/дм³. По составу вода типична для верхнеюрского горизонта. Тип воды по В.А Сулину –хлор-кальциевый. Состав и свойства воды приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое Значение
	Скважин	проб		
Плотность, г/см ³	13	19	1,018-1.,024	1,021
Водородный показатель, рН	13	19	6,4-7,8	7,1
Содержание ионов, мг/дм ³				
Сl ⁻	13	19	15443-20945	18770
НСО ₃ ⁻	13	19	775-1427	1120
СО ₃ ²⁻	13	19		<3
Na ⁺⁺ К ⁺	13	19	9910-12562	11400
Са ²⁺	13	19	896-380	528
Мg ²⁺	10	17	30-620	316
J	7	9	1,1-5,2	2,3
Br	7	9	53,5-117,7	81,2
Минерализация, г/дм ³	13	19	26,4-35,16	31,6
Тип воды			Хлор-кальциевый	Хлор-кальциевый

2.4 Анализ причин отказов УЭЦН за 2016 год

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

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

На (рисунке 13) хорошо видна динамика действующего фонда УЭЦН и коэффициента отказности ЭЦН.

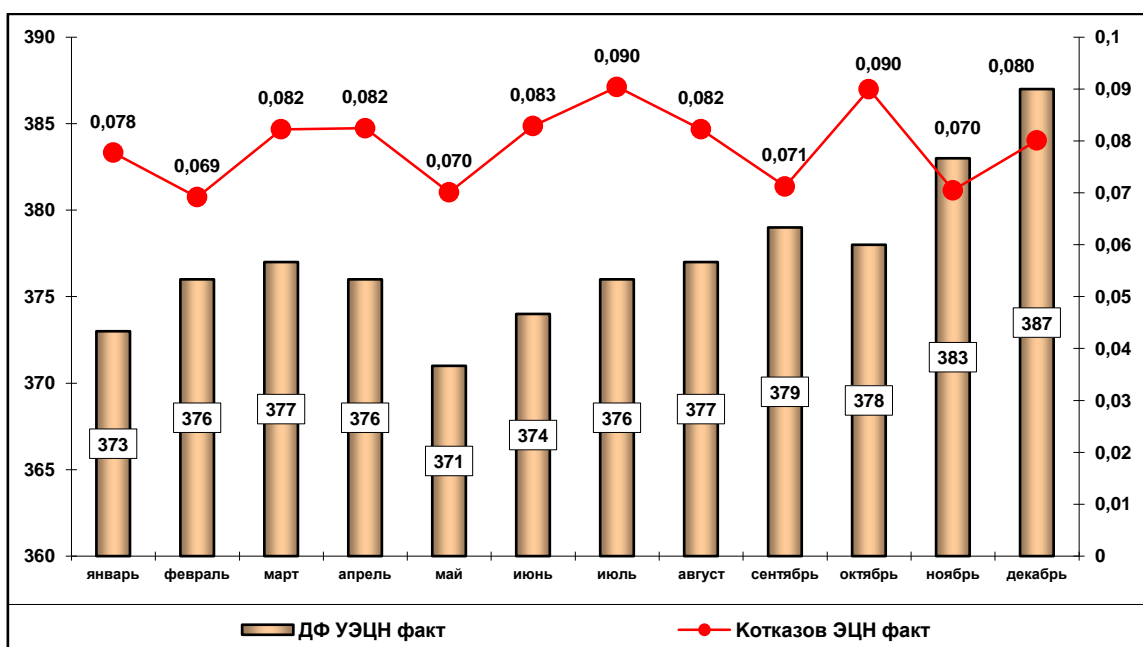


Рисунок 13 – Динамика действующего фонда УЭЦН и коэффициента отказности ЭЦН

Исходя из данных приведенных на (рисунке 13) видна динамика изменения действующего фонда скважин от 371-387.

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

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

На рисунке 14 представлена динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН.

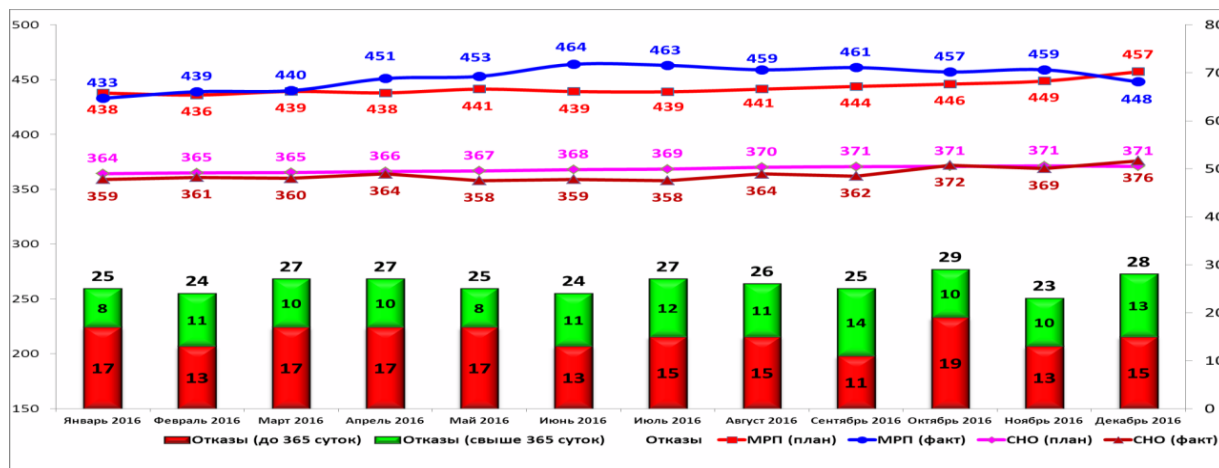


Рисунок 14 – Динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН

Из показателей на (рисунке 14) видно стабильное выполнение а где то и перевыполнение плановых показателей по МРП и СНО. За 2016 год МРП: +15 суток =(+3%),СНО: +17 суток =(+5%),Отказы: -0,5 отказов (-2%) к среднему значению за 2015 год

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

За 2016 год произошло 310 отказов. Из которых 44,5% по вине ЦДНГ, и 24,2% по вине ЭПУС. Что хорошо видно из графика на (рисунке 15)

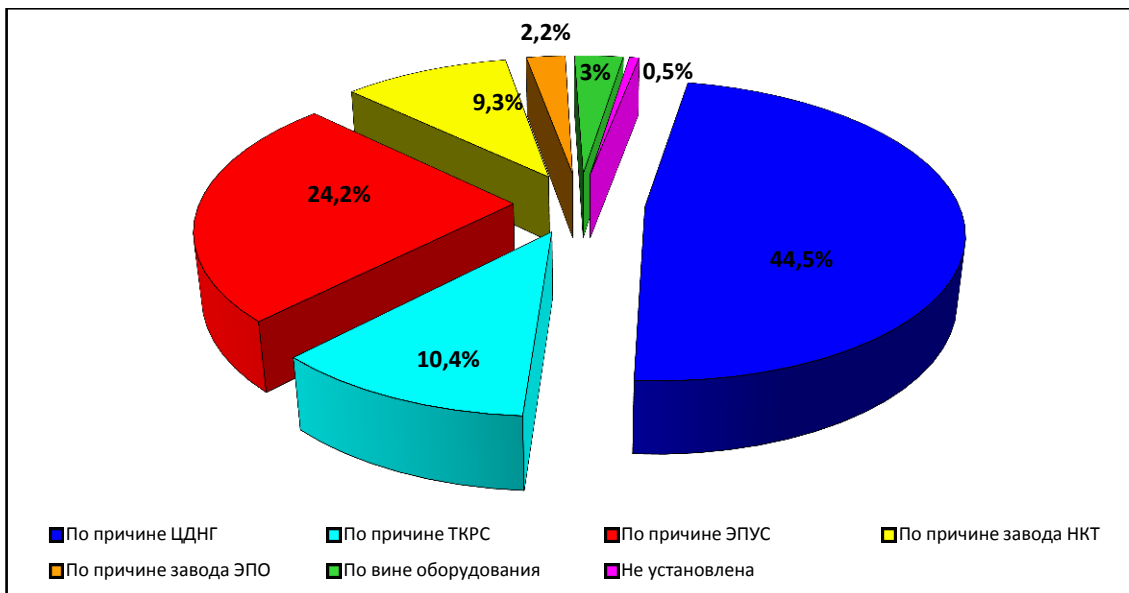


Рисунок 15 – Виновная сторона по результатам ПДК за 2016 год

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

Детализация отказов, по вине ЦДНГ и ЭПУС можно увидеть на (рисунках 16 и 17)

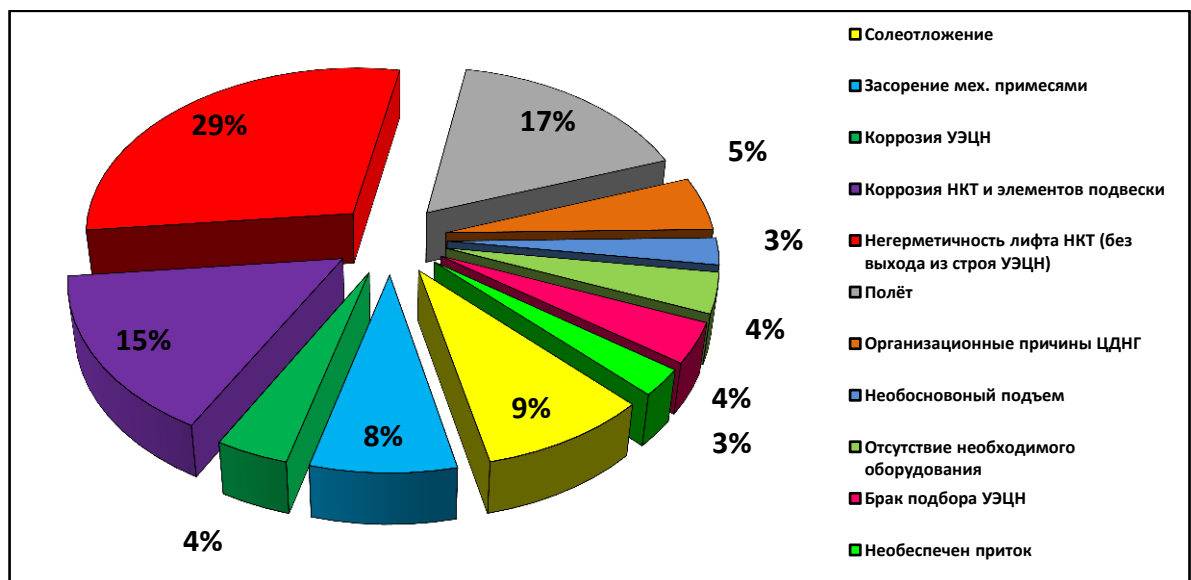


Рисунок 16 – Детализация отказов по вине ЦДНГ

Произведя анализ данной диаграммы на (рисунке 16) видно что основной причиной отказов за 2016 год стало негерметичность лифта НКТ 29%, коррозия НКТ и элементов подвески 15%, Авария в процессе

эксплуатации «Полет» 17%. Так же высокую процентную ставку имеют солеотложение 9%, и необоснованный подъем 8%.

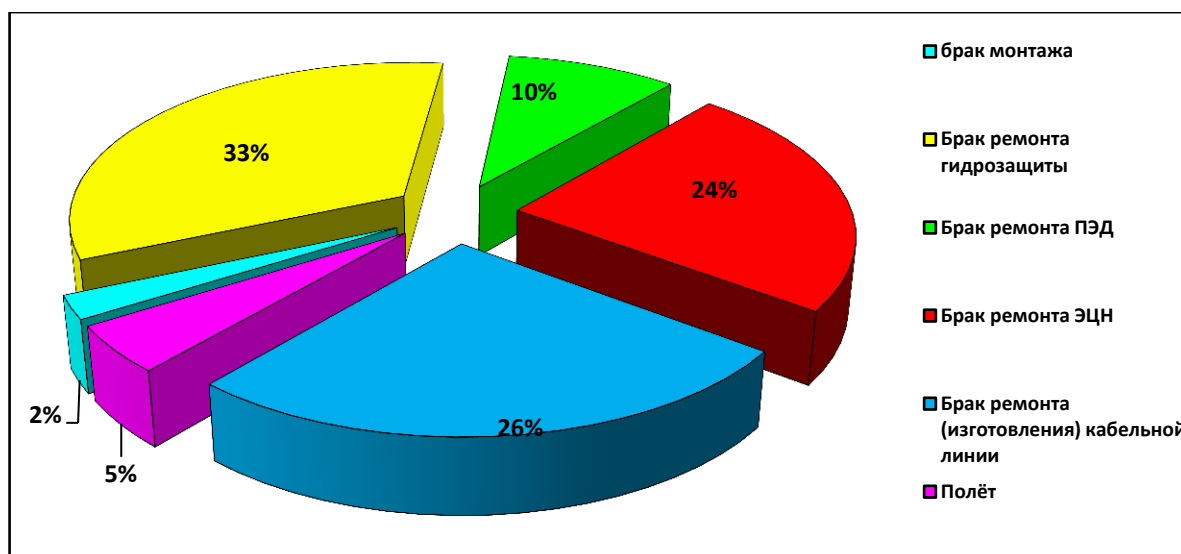


Рисунок 17 – Детализация отказов по вине ЭПУС

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

Осложненный фонд: коррозионный фонд (К3; К-4): 123 скважин;
ПКФ (К-2): 46скважин.

Солеобразующий фонд (С-3; С-4): 46скважин.

Фонд с высоким выносом мех. примесями (М2; М-3): 32 скважина.

Проанализируем наиболее частые преждевременные отказы на примере скважин Крапивинского месторождения.

Скважина 207р Э-200 МРП 106 суток

Перед спуском установки производилась доперфорация, промывка 50м³, но при ВНР вынос мехпримесей составлял 848 мг/л, в процессе дальнейшей эксплуатации 388-902 мг/л. 1 этап расследования показал: Радиальный люфт валов в насосных секциях, после подъема 5 секций насоса УЭЦН на нижнем флянце нижней секции была обнаружена 1/3 часть

газосепаратора, представлено поверхностью металла истертой (промытой) мехпримесями. Конец кабельной линии представлен вырванным из муфты токоввода.

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

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

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

Отказ из-за высокого выноса мехпримесей в процессе эксплуатации 270-13440 мг/л. Необходимо использовать доп. оборудование ФЭЦН, УСПШ.

Скважина 303 куст 1 Э-400 МРП 59 суток

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

Отказ из-за высокого выноса мех. примесей в процессе эксплуатации 200-632 мг/л. Необходимо использовать доп. оборудование УСПШ

Скважина 370/ 26 Э-125 МРП 174 суток ГРП

1 этап расследования показал: ПЭД-100, все жилы кабеля R=0, 100, при осмотре кабеля обнаружена коррозия. Сбивной клапан промыт. Дефектоскопия кабеля дала следующий результат: кабель – мех. повреждения температурной вставки 250м (145,185,190,250), повышенные токи утечки по удлинителю 50м. Установка работала на шт-4 Q-60мЗ (левая зона), после отказа деоптимизация Э-125/Э-60

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

Имеют место случаи отказов из-за:

- Брака подготовки кабеля на базе ЭПУ Х
- Брака подготовки скважины при ТКРС
- Необеспечен приток
- Длительный простой
- Брака эксплуатации скважины
- Из-за высокого выноса мехпримесей + пропанта можно отнести

отказы по ряду скважин

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

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

По причине ЦДНГ:

Брак эксплуатации обусловлен снижением потенциала скважины, как следствие работа установки в левой зоне, перегрев погружного

оборудования, из-за недостаточного притока для охлаждения ПЭД, а также отсутствие оборудования для эксплуатационных колонн 168, 194мм (ПЭД+кожух), отсутствие УСПШ в комплектации УЭЦН.

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

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

По причине ТКРС:

Брак подготовки скважины: высокий вынос мехпримесей при запуске на ВНР

Мехповреждение кабеля при СПО

Полёт в основном из-за некачественных подвесных патрубков

Негерметичность лифта НКТ до 30суток

По причине ЭПУС:

Имеют место все субъективные причины, согласно классификатора, особенно необходимо отметить большой процент различного брака оборудования.

Причинами низкого МРП являются:

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

Эксплуатация ЭЦН на предельно низких динамических уровнях.

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

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

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

Мероприятия по снижению причин отказов ЦДНГ-10:

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

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

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

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

В скважины с эксплуатационной колонной 168, 194мм, с недостаточным притоком для охлаждения ПЭД производить спуск установок укомплектованных ПЭД+кожух

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

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

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

Усилить контроль за техническими операциями и СПО при ТКРС со стороны службы супервайзинга

Совместный комиссионный выезд технолога ЦДНГ и супервайзера в бригады ТКРС при проведениях работ по очистке забоя скважины и ПЗП

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

При получении подвесных патрубков, переводников проверять соответствие изделия поданной заявке наличие паспорта (сертификата), калибровать перед спуском в скважину

Усилить выходной контроль с базы ЭПУС, для исключения брака оборудования

3 Повышение эффективности эксплуатации скважин на крапивинском месторождении

3.1 Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН

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

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

Рекомендации по применению ПЭД + кожух

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

Входной модуль специальной конструкции устанавливается в верхней части кожуха. К нижней части электродвигателя крепится центратор, обеспечивающий равномерный диаметральный зазор между кожухом и корпусом электродвигателя. Переводник под "хвостовик" соединяется с нижней частью кожуха (Рисунок 18)

Применение кожуха обеспечивает:

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

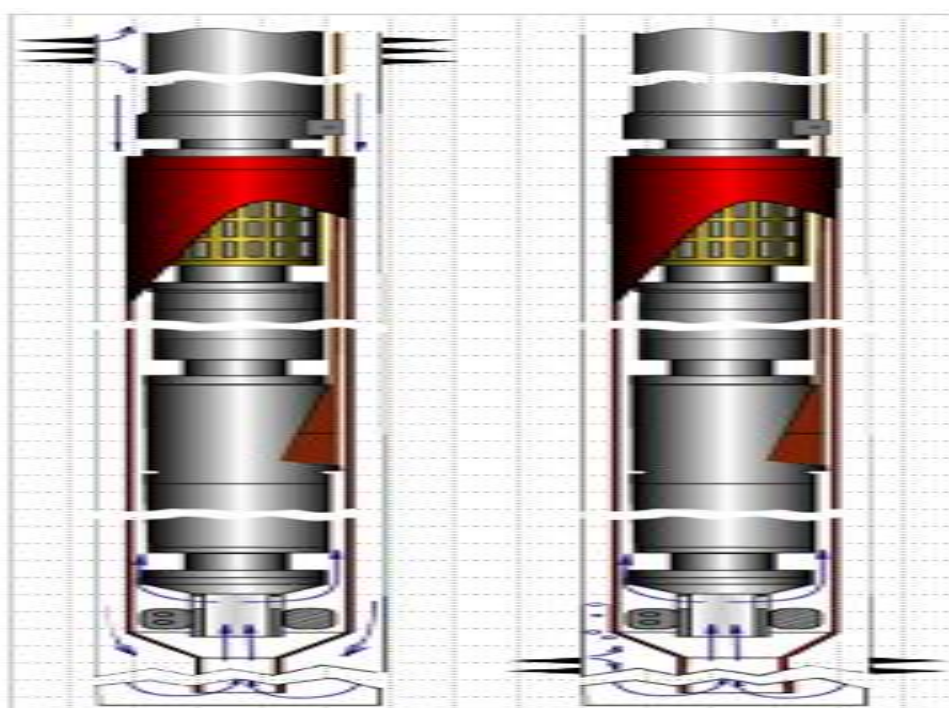


Рисунок 18 – ПЭД+кожух

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

На группе Крапивинского месторождения, как и по всем месторождениям АО «Томскнефть» ВНК ведется интенсивное введение новых технологий, в частности добычи скважинной продукции посредством УЭЦН с применением частотных преобразователей. Анализируя выводы на режим УЭЦН с частотными преобразователями мною выявлен недостаток в

проведении этих работ. Технологическая служба ЦДНГ-10 не учитывает необходимое охлаждение ПЭД при его работе с частотой питающего напряжения отличной от номинальной для работы данного УЭЦН. Вследствие чего при малом притоке из пласта (не установившееся направленное движение пластовой жидкости к эксплуатационной колонне) происходит перегрев ПЭД и выход его из строя, оплавление и разгерметизация узла токоввода. Так как в это время погружной двигатель работает не получая необходимого охлаждения соответствующего происходящему тепловыделению при работе двигателя с имеющейся нагрузкой.

Как известно, потребляемая УЭЦН мощность - это кубическая зависимость от изменения питающей УЭЦН частоты. Отсюда, при работе УЭЦН на измененной частоте мощность, потребляемая УЭЦН изменится по отношению к номинальной мощности на величину: $W_2 = W_1 * (f/50\text{Гц})^3$. Найденная мощность W_2 будет равна мощности передаваемой двигателем насосу при измененной частоте питания. Соотношение имеющихся данных $W_2/W_1 = V_2/V_1$ дает нам V_2 - минимально необходимую скорость охлаждающей жидкости для выбранного режима работы УЭЦН по отношению к номинальной нагрузке. Таким образом, мы получили кубическую зависимость по изменению тепловыделения погружным электродвигателем на определенную величину T_x ($T_2 = T_1 - T_x$) и соответственно получили минимально необходимый объем охлаждающей жидкости проходящей в кольцевом пространстве между ПЭД и эксплуатационной колонной при эксплуатации УЭЦН на измененной частоте отличной от номинальной.

Применение фильтров с установкой на зону перфорации скважины вызвано особенностями эксплуатации скважин после гидроразрыва пласта. Их применение значительно снизит количество необходимых работ по ремонту скважин, увеличит коэффициент продуктивности скважин и создаст условия для устойчивой добычи нефти и получения дополнительной

прибыли как для НГДУ, так и в форме налоговых отчислений государственному бюджету России.

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

Установка кожуха для уменьшения кольцевого пространства вокруг ПЭД в эксплуатационные колонны 168 и 194 мм создаст реальные возможности для эксплуатации в эксплуатационных колоннах большого диаметра погружных электродвигателей габарита 117мм с не допущением их перегрева и выхода из строя в виду недостаточного охлаждения.

3.2 Анализ экономического эффекта при борьбе с мехпримесями

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

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

Так как проектируемое мероприятие по установке УСПШ проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета

дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 7 и 8

Таблица 7 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

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

Таблица 8 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	12829,65
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	46,54
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	12,1
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСИ*	руб./т	766
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	38,24
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	60,49
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	26,73
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	912
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	60,96
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	30

* по данным на 2016 год

** средневзвешенный за 2016 год

Расчёт дополнительной добычи

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

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta MPP \quad (3.1)$$

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

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

ΔMPP - дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода.

$$\Delta MPP = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (3.2)$$

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

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

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

T –средняя продолжительность ремонта;

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

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (3.3) \text{ где СНО до.}$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (3.4) \text{ где СНО после.}$$

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47 \quad (3.3)$$

$$N_{после} = \frac{365}{234} = 1,56 \quad (3.4)$$

$$\Delta MPP = (2,47 - 1,56) \times \frac{124}{24} \times 20 = 94,03 \text{ т/год} \quad (3.2)$$

$$\Delta Q_t = 0 + 94,03 = 94,03 \text{ т/год} \quad (3.1)$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил

$$Q_H = 7394,03 \text{ т.}$$

Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку УСПШ:

$$Z_{\text{ед}} = 276000 \text{руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Установка сброса песка шнековая» отнесена к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

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

$$A_r = \frac{C_n \times H_A}{100\%} = \frac{276000 \times 14,3\%}{100\%} = 39468 \text{ руб (3.5)}$$

Где: C_n – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.

H_A – норма амортизационных отчислений, %.

Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка погружного сепаратора механических примесей.

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

Энергетические затраты:

$$Z_э = Q_n \times Y_э (3.6)$$

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

$$Z_э = 7300 \times 38,24 = 279152 \text{ руб.} (3.6)$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{тн} = Q_n \times Y_{тн} (3.7)$$

Где: $Y_{тн}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти.

$$Z_{тн} = 7300 \times 60,49 = 441577 \text{ руб.} (3.7)$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_п = Q_n \times Y_п (3.8)$$

Где: $Y_п$ – удельные затраты на подготовку нефти.

$$Z_п = 7300 \times 26,73 = 195129 \text{ руб.} (3.8)$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_т = Q_n \times X \times Y_т (3.9)$$

Где: $Y_т$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

X – доля нефти на экспорт.

$$Z_т = 7300 \times 0,3 \times 912 = 1997280 \text{ руб.} (3.9)$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{от} = n \times Y_{от} (3.10)$$

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

n – количество скважин.

$$Z_{от} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.} (3.10)$$

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

$$Z_{рем} = n \times Y_{рем} (3.11)$$

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

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (3.12)$$

Где: Сбр – стоимость 1 часа работы бригады ТРС;

T–средняя продолжительность ремонта.

$$Y_{\text{рем}} = 5867,9 \times 124 = 727619,6 \text{руб} \quad (3.12)$$

$$Z_{\text{рем}} = 2,47 \times 727619,6 = 1797220 \text{руб.} \quad (3.11)$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки УСПШ на насос:

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

Где: Эобщ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс. руб.;

Q0 – объем добычи, нефти до внедрения мероприятия.

$$C_1 = \frac{Э_{\text{общ}}}{Q_0} = \frac{5615058}{7300} = 7691,9 \text{руб.} \quad (3.13)$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки УСПШ на насос:

Энергетические затраты:

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

Сбор и транспорт нефти:

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

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 7394,03 \times 26,73 = 197642 \text{руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

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

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

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

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

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

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{\Delta_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (3.14)$$

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

$$C_2 = \frac{4990448}{7300+94.03} = 6749 \text{ руб.}$$

Расчет экономического эффекта мероприятия

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

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta \Delta \quad (3.15)$$

$$\text{Эффект} = 39670 + 624610 = 664280 \text{ руб.}$$

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

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 94,03 \times 0,1364 \times 46,54 \times 60,96 = 36387 \text{ руб.} \quad (3.16)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2016 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 46,54\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ =60,96руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{7691,9 - 6749}{7691,9} \times 100\% = 12,3\% \quad (3.17)$$

Где: C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия.

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

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\text{§}} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,3 \times 46,54 \times 60,96 = 10916 \text{ руб.} \quad (3.18)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 94,03 \times (1 - 0.3) \times 12829,65 = 844460 \text{ руб.} (3.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 766 - D_{\text{м}} (3.20)$$

Где: 766 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2016 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} (3.21)$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}) (3.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 530$ руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2016 года;

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

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

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

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

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

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

$$\text{НДПИ} = B_{\text{с}} \times \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_{\text{н}} = 766 \times \frac{(46,54 - 15) \times 60,96}{261} \times 94,03 = 530593 \text{ руб.} (3.23)$$

где $B_{\text{с}}$ – ставка НДПИ (766 руб/т);

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

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

P– курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$ТП = \Delta Q_n \times X \times C_{ТП} \times P \quad (3.24)$$

Где: СТП – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти.

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

Налог на прибыль:

$$НП = П \times C_{НП} \quad (3.25)$$

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

П –валовая прибыль.

$$НП = 631087 \times 0,2 = 126217$$

Валовая прибыль:

$$П = \Delta B_{вн} + \Delta B_э - \Delta Z_э - \Delta Z_{тн} - \Delta Z_{п} - \Delta Z_{т} - \Delta Z_{рем} - Z_{ед} - A_1 - \text{НДПИ} - ТП = 844460 + 10916 - 3596 - 5688 - 2513 - 25727 + 662134 - 276000 - 39468 - 530593 - 2838 = 631087 \text{ руб.} \quad (3.26)$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = П - НП = 631087 - 126217 = 504870 \text{ руб.} \quad (3.27)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t / N_{СПт}}{Q_0 / N_{СП0}} \times 100\% - 100\% = \frac{7394,03}{7300} \times 100\% - 100\% = 1.29\% \quad (3.28)$$

3.3 Анализ экономического эффекта при внедрении кратковременной эксплуатации скважин

Исходные данные:

Фонд скважин работающих в АПВ и КЭС = 106 скв.

Стоимость кВт/ч= 3,75 руб

Цена реализации 1т нефти= 6577,82руб

Условно-переменные затраты на добычу= 660,53 руб. (тонна нефти)

Средний расход электроэнергии до ввода АПВ= 43,8 кВт/ч

Средний расход электроэнергии после ввода АПВ= 17,9кВт/ч

Среднее время работы скважин в АПВ=17 мин

Среднее время простоя скважин в АПВ= 27 мин

Среднее время работы скв. в сутки = 561 мин

Среднее время работы скв. в год = 2477,7 часов

Средний дебит до ввода АПВ $Q_n = 8,8$ т/сут

Средний дебит после ввода АПВ $Q_n = 9,8$ т/сут

Затраты на аренду ТМС(1скв/год) = 99645руб

Затраты на аренду ТМС(общие):

$$99645 * 106 = 10562370 \text{ руб.}$$

Условно-переменные затраты:

$$660,53 * 38748 = 25415873,3 \text{ руб.}$$

Средние затраты на СПО бригады ТРС(1скв) = 469300руб.

Затраты на спуск ТМС бригадой ТРС(общие):

$$469300 * 106 = 49745800 \text{ руб.}$$

Средний прирост добычи:

$$363 \text{ дня} * 106 \text{ скв.} = 38748 \text{ тонн нефти}$$

Доход от реализации нефти:

$$38748 * 6577,82 = 253100588,4 \text{ руб}$$

Снижение потребляемой энергии:

$$43,8 - 17,9 = 25,9 \text{ кВт/ч}$$

Снижение потребляемой энергии в год:

$$25,9 * 3394,05 = 87905,9 \text{ кВт}$$

Снижение затрат на электроэнергию в год(1 скв):

$$87905,9 * 3,75 = 329647,106 \text{ руб.}$$

Снижение затрат на электроэнергию (общие):

$$329647,1 * 106 = 34942593,3 \text{ руб.}$$

	Показатели	Един. измер.	Пояснения	Расчет	Результат
	1	2	3	4	5
2. Расчет планируемого дохода после внедрения мероприятия					287 743,1
2.1.	Дополнительная добыча нефти от введенных мероприятий	тонн	В среднем после введения АПВ и КЭС добыча увеличивается 1т нефти в сутки	363дня*106скв = 38478 тонн нефти	38478,0
2.2.	Цена реализации 1 тонны нефти	тыс.руб.	Цена реализации нефти(NetBack) без НДС - 6,577 тыс.руб.	-----	6,577
2.3.	Доход от реализации нефти	тыс.руб.	Доход от реализации от введенных мероприятий(в год)	(38478*6,57)= 252800,5	252800,5
2.4.	Снижение потребляемой энергии	кВт/ч	Потребление до введения АПВ и КЭС-43,8, после-17,9 на одну скв.	43,8-17,9=25,9	25,9
2.5.	Цена 1кВт/ч энергии	тыс.руб.	Стоимость 1 кВт/ч электроэнергии - 0,00375 тыс.руб	-----	0,00375
2.6.	Доход от снижения затрат на электроэнергию (в год)	тыс.руб.	После введения АПВ и КЭС среднее время работы одной скв. 3394,05 часов в год	25,9*3394,05*106*0,00375=34942,6	34 942,6
3. Расчет расходной части на внедрение мероприятия					85 724,0
3.1.	Затраты на аренду ТМС	тыс. руб.	Стоимость аренды ТМС 1скв/год - 99,645 тыс. руб.	(99,645*106)=10562,3	10 562,3
3.2.	Условно-переменные затраты	тыс. руб.	Затраты 0,660 тыс.руб за тонну нефти. Увеличение добычи 38478 тонн в год	(38478*0,660)= 25415,9	25 415,9
3.3.	Затраты на спуск ТМС бригадой ТРС	тыс. руб.	Средняя стоимость на спуск ТМС бригадой ТРС(1 скв.) - 469,3 тыс.руб.	(469,3*106)=49745,8	49 745,8
4. Расчет экономического эффекта					
4.1.	Экономический эффект от внедрения мероприятия в год	тыс. руб.	п.2-п.3	28 7743,1-85 724,0=202019,1	202 019,1

Рисунок 19 – Экономический эффект от внедрения мероприятия

3.4 Технические средства для повышения эффективности эксплуатации скважин

Автоматизированное рабочее место технолога производства (далее АРМ-технолога), на базе ПО SEMAC-CLIENT является основным средством дистанционного управления технологическим оборудованием нефтедобывающей скважины.

АРМ-технолога SEMAC-CLIENT предназначен для контроля и управления технологическим оборудованием нефтедобывающей скважины:

- в процессе пуска, останова и вывода на режим скважины;
- в нормальном, эксплуатационном режиме и в аварийных ситуациях.

АРМ-технолога включает в себя:

- серверную часть на базе приложения SEMAC-Server, установленную на сервере системы мониторинга УЭЦН СМР УЭЦН и обеспечивающую:
 - 1) прием информации с заданной периодичностью с контроллеров станций управления и наземных блоков погружных датчиков;
 - 2) запись полученных параметров в базу данных;
 - 3) передачу управляющих команд (уставок).
- программу «SEMАС-CLIENT» в виде отдельного приложения, установленного на клиентском месте технолога ЦДНГ.

Назначение и условия применения

Назначение АРМ-технолога «SEMАС-CLIENT» системы мониторинга СМР УЭЦН:

- мониторинг технологических и энергетических параметров;
- дистанционное управление УЭЦН;
- поддержание заданного давления на приеме насоса с учетом динамики скважин;
- автоматизированный вывод скважин на режим.

СМР УЭЦН имеет следующие технические характеристики:

- период записи значений в базу по параметрам, принимаемым с заданным интервалом времени, мин. – от 1 до 40;
- период записи значений в базу по параметрам, принимаемым по изменению, сек. – от 60 до 120 (зависит от загрузки и работы канала связи).
- период чтения информации из базы данных о технологических параметрах скважины на экране АРМ-технолога, сек – от 30 до 350;

Интеллектуальное приложение (пакет прикладных программ) «SEMАС™» используется в составе интеллектуального программно-технического комплекса «ArtLiftControl™».

АРМ-технолога SEMAC™ v2 устанавливается на клиентском месте технолога ЦДНГ и предназначен для контроля и управления технологическим оборудованием нефтедобывающей скважины: в процессе пуска, останова и вывода на режим скважины; в нормальном, эксплуатационном режиме и в аварийных ситуациях.

SEMАС_СР устанавливается на кустовом контроллере (комплексе телемеханики) «Crossmaster2™» и обеспечивает прием информации и выдачу команд управления с заданной периодичностью на контроллеры станций управления и наземных блоков погружных датчиков, также берет на себя часть интеллектуальных алгоритмов, функции первичного архивирования и шифрования полученных данных.

Управление резервными каналами связи. Центральный сервер SEMАС_Serv устанавливается на центральном сервере и обеспечивает прием информации с заданной периодичностью с кустовых контроллеров, запись параметров в базу данных, передачу управляющих команд (уставок), функции интеллектуальной оптимизации.

Важными особенностями ПО SEMАС-СР являются:

- Удобное, визуально ориентированное конфигурирование;
- Возможность удаленного администрирования и обслуживания, включая смену конфигурации и установку обновлений;
- Предварительная обработка собираемых технологических данных, уплотнение потока данных для уменьшения трафика;
- Ведение локальной (кустовой) базы данных, позволяющей не только сохранять архивы значений, но и работать с данными непосредственно на КП – производить отбор, просматривать архивы в табличном и графическом виде, прореживать, выделять важные фрагменты и т.д.;
- Управление как удаленно, так и локально (непосредственно на площадке) чтением отдельных параметров и записью уставок, причем в

удобном визуальном интерфейсе, что обеспечивает эффективную работу технологического персонала, особенно при выполнении сложных операций, таких, как вывод скважины на режим, а также, существенно облегчает наладку и сервисное обслуживание ИТК.

Серверное ПО непрерывно совершенствуется, путем разработки стыковочных модулей, привязки к различным каналам связи, повышения удобства конфигурирования и обслуживания.

Программное обеспечение клиентских рабочих мест (АРМ) тщательно проработано под нужды технологического и сервисного персонала. Клиентские АРМ рассчитаны на быструю и удобную работу, имеют максимально сжатый и интуитивно понятный интерфейс. АРМ специалистов обеспечивают оперативный просмотр текущей информации по каждой отдельной скважине и по фонду в целом.

Наглядная визуализация:

- Обобщенная и детализированная информация на мнемосхемах
- Быстрый и удобный просмотр архивов, трендов в табличном и графическом виде
- Аналитические и диагностические функции
- Управляющие воздействия с экранных форм

Область применения

Цехи добычи нефти и газа (ЦДНГ) добывающих обществ нефтегазодобывающих компаний.

Использование системы Электон-ТМС для просмотра данных на приеме насоса

Назначение изделия

Система погружной телеметрии «Электон-ТМС» предназначена для регистрации и передачи внешним устройствам текущих значений следующих параметров:

Таблица 9 – Перечень параметров измеряемых системой «Электон-ТМС»

№	Наименование параметра	Диапазоны измерения параметра	Погрешность	Разрешение
1	Давление жидкости на приёме насоса, МПа	0-25, 0-32, 0-60	±0,5 %	0,001
2	Температура статора ПЭД, °С	0-200	±1,5 %	1 °С
3	Температура пластовой жидкости на приёме насоса, °С	0-150	±1,5 %	1 °С
4	Уровень виброускорения ПЭД в радиальном направлении, м/с ²	0-30	±5 %	0,1 м/с ²
5	Уровень виброускорения ПЭД в осевом направлении, м/с ²	0-30	±5 %	0,1 м/с ²
6	Сопротивление изоляции, кОм	10-999	±5 %	1
		1000-9999	±10 %	1

Параметры замеряются как при работающем, так и при остановленном ПЭД (режим «СТОП»). Максимально допустимое действующее значение 3-х фазного линейного напряжения питания ПЭД – 4 кВ. Система работоспособна при длине кабельной линии связи между наземной и погружной частями от 0 до не менее, чем 6000 м.

Наземный блок «Электон-ТМСН-3» используется так же в системах «Электон-ТМСР», которые кроме перечисленных параметров позволяют регистрировать производительность насоса (расход), давление и температуру жидкости на выкиде насоса (при наличии соответствующих погружных

блоков). Система работоспособна в составе насосных установок любой комплектности наземного электрооборудования в условиях воздействия напряжений с более высокими гармоническими составляющими.

Основная область применения: автоматизация режимов работы электроприводов нефтедобывающего оборудования.

Системы устойчивы к воздействию напряжения помехи частотой 50 Гц с действующим значением до 600 В, возникающей как в общей точке обмоток высокого напряжения трансформатора ТМПН, так и в общей точке соединения статорных обмоток ПЭД.

Системы прочны к воздействию напряжения помехи, возникающей в общей точке соединения статорных обмоток ПЭД, частотой 50 Гц с действующим значением до 3000 В в течение получаса и неограниченно долго с действующим значением до 1500 В. Режим работы – автоматический, по заданной программе.

Технические характеристики изделия:

- Номинальное напряжение питания: от 110 до 220 В.
- Допустимое напряжение питания: от 80 до 400 В.
- Частота питающего напряжения: 50/60 Гц.
- Потребляемая мощность: не более 30 Вт.

Устройство и работа изделия

Внешний вид, устройство и работа наземного блока «Электрон-ТМСНЗД» описаны в его собственном руководстве по эксплуатации. Погружной блок ТМСП выполнен в виде герметичного цилиндра, устанавливаемого в основании электродвигателя. Погружной блок через гермоввод подключается к общей точке статорной обмотки электродвигателя. Наземный блок ТМСН имеет прямоугольный корпус с разъёмами для внешних подключений и с элементами крепления. В станции управления (далее СУ) серии «Электрон» блок ЦТКД 228 РЭ 13

устанавливается, как правило, на место платы измерения сопротивления изоляции (ИСИ). В СУ других типов блок ТМСН устанавливается в соответствии с рекомендациями производителей этих СУ.

Передача данных от погружного блока ТМСП к наземному блоку ТМСН производится по линии связи: «общая точка обмотки высокого напряжения ТМПН - силовой кабель – общая точка статорной обмотки ПЭД». Микропроцессор блока ТМСП обрабатывает сигналы с погружных датчиков, формирует и передает в блок ТМСН цифровой пакет данных. В передаваемый пакет включена закодированная информация о составе датчиков блока ТМСП, диапазонах и значениях измеряемых параметров. Наземный блок декодирует принятую информацию, сохраняет её в хронологии событий и передаёт в контроллер станции управления.

При выборе интерфейса обмена между блоком ТМСН и контроллером СУ предпочтение отдано цифровым каналам, при передаче сигнала через которые отсутствуют дополнительные погрешности в отличие от аналоговых каналов. При выборе цифрового интерфейса уменьшается количество соединительных проводов, что упрощает монтаж. Кроме того, по цифровому интерфейсу вместе с измеряемыми параметрами передаются состав датчиков погружного блока ТМСП и их характеристики. Это позволяет отказаться от трудоёмкой ручной настройки меню входных параметров в контроллере СУ.

После включения питания система начинает работу в режиме измерения сопротивления изоляции или тока утечки (по выбору), при этом светится светодиод «Риз». Блок ТМСН оборудован системой термостатирования. При температуре внутри блока ниже 0 °С включаются нагреватель и светодиод «ПОДОГРЕВ». Если блок включается при температуре ниже минус 20 °С, то первое время работает только система подогрева (светится светодиод «ПОДОГРЕВ»), на остальную часть устройства питание подаётся только при достижении внутренней температуры выше минус 15 °С. Если сопротивление изоляции ниже

минимальной уставки, установленной в наземном блоке ТМСН (или ток утечки больше максимального значения), светодиод «Риз» мигает, и система остается в режиме непрерывного измерения сопротивления изоляции. Это состояние сохраняется до момента увеличения сопротивления изоляции выше заданного минимального сопротивления изоляции или уменьшения уставки ниже текущего измеренного сопротивления изоляции. Допускается увеличивать или уменьшать уставку заданного минимального сопротивления изоляции. **ВНИМАНИЕ!** При сопротивлении изоляции менее 30 кОм (что соответствует току утечки более 4,4 мА) погрешность измерения остальных параметров превышает заявленную.

Если сопротивление изоляции больше минимального сопротивления изоляции, заданного уставкой в наземном блоке ТМСН, система переходит в циклический режим работы. В течение 20÷35 секунд производится измерение давления, температуры и других параметров при наличии соответствующих датчиков. При этом светится светодиод «ИЗМЕРЕНИЕ». Одновременно производится измерение напряжения дисбаланса в нулевой точке. По окончании измерения полученные значения поступают на цифровые выходы и не изменяются до следующего цикла измерения. Далее в течение 20 с (заводская уставка) система находится в режиме контроля сопротивления изоляции (или тока утечки) – светится светодиод «R из.». Происходит многократное измерение сопротивления изоляции с непрерывным обновлением результата на цифровом и аналоговом выходах. Результат последнего измерения сохраняется на цифровом и соответствующем аналоговом выходах до следующего цикла измерений. Допускается изменять время измерения сопротивления изоляции. **ВНИМАНИЕ!** Не рекомендуется устанавливать время измерения сопротивления изоляции менее 20 секунд, так как при этом погрешность измерения температуры пластовой жидкости будет более $\pm 1,5\%$.

После выключения питания ТМСН и последующего включения до окончания первого измерения передаются последние измеренные значения параметров, кроме сопротивления изоляции. Сопротивление изоляции при каждом включении питания на несколько секунд принимает значение 9999 кОм до завершения процесса его первого измерения.

В процессе работы во внутреннюю память ТМСН с периодичностью, заданной в уставках, производится запись значений всех параметров, измеряемых системой, а также запись сообщений о сбоях в работе и вероятной причине неисправности.

Процесс измерения скважинных параметров может быть прерван по причине искажения измерительного сигнала, неисправности ТМСП, обрыва или короткого замыкания в цепи измерения. При этом светодиод «ИЗМЕРЕНИЕ» начинает мигать. Это мигание продолжается до первого удачного завершения измерения. Пока светодиод «ИЗМЕРЕНИЕ» мигает, на цифровые и аналоговые выходы и в хронологию событий поступают нулевые значения параметров. Так же причиной отсутствия измерений может быть большая величина напряжения помехи в нулевой точке звезды ПЭД (или ТМПН), что обычно является следствием снижения сопротивления изоляции.

4 Социальная ответственность

АО «Томскнефть» ВНК считает первостепенными задачами сохранение жизни и здоровья работников и охрану окружающей среды по отношению к результатам своей деятельности; рациональное использование природных ресурсов – воды, почв, лесов, полезных ископаемых; сокращение образования отходов на основе внедрения современных технологий. Работа в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды проводится в соответствии с Федеральным законодательством и является неотъемлемой частью устойчивого развития предприятия и одним из приоритетных направлений деятельности.

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

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

Таблица 10 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или недостаток освещенности.	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

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

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

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

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

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

Пониженная температура окружающей среды

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

- лесозаготовительные работы: без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;
- ремонтные и строительно – монтажные работы: без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29°С;
- все остальные работы: без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБ. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц -

инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения).

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

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

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

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

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

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

Недостаток освещенности

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

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

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

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

Таблица 11 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

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

Поражение электрическим током

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

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

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

Пожаро - и взрывоопасность

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

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

сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;

выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;

кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;

используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;

предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;

на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;

конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

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

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

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

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 12).

Таблица 12 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-

Продолжение таблицы 12

Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дых. клапана
				2	
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	

Таблица 13 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54

*Примечание:

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;

Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;

Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах АО «Томскнефть ВНК»

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

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

3 Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов АО «Томскнефть ВНК». Курить только в отведенных местах для курения;

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

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

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

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

8 Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству.

Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

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

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

Давление в системах работающих механизмов

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

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

Персонал обязан периодически в течение смены:

– осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

– осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности

- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

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

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

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

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

Экологическая безопасность

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

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

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

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

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

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

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

4.2 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

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

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

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

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления

барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

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

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

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

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

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

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

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Основными источниками ЧС на территории Крапивинского нефтяного месторождения являются:

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

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

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

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

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится

до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [4].

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

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

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

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

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

Проанализировав эксплуатацию скважин, оборудованных УЭЦН на Крапивинском месторождении за 2016 год, сделан вывод что для ЦДНГ-10 эксплуатация скважин в режиме КЭС является единственным эффективным способом для эксплуатации мало- и среднедебитовых скважин, а постоянный мониторинг с помощью ТМС и программного комплекса SEMAC позволяет эффективно рассчитать и установить оптимальный режим работы скважины.

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

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

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

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

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

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

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

Внедрение в производство предлагаемых мероприятий, направленных на сокращение преждевременных отказов, увеличения МРП и СНО, достижение минимальных показателей часто ремонтируемого фонда (ЧРФ), позволяет увеличить объём добычи нефти до максимально высоких показателей Крапивинского месторождения.

Список используемых источников

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

15. Бюллетени изобретений с 1983 по 2003 года.
16. Информационная база Федерального Института Промышленной Собственности (ЦНТИ г. Томска).
17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 1998.-160с
18. Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК. Запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. 2015г. 65с.
19. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. М.: Недра, 2004. 292 с.
20. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. 607 с.
21. Кашик А.С., Билибин С.И., Лисовский Н.Н. О полноте нефтеизвлечения при добычи углеводородов (геологические модели и нефтеизвлечение) // Вестник ЦКР Роснедра, 2005. №1. с. 27 – 32.
22. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. М.:МАКС Пресс, 2008. 446 с.
23. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Кульпин Л.Г., Безопасность природно-техногенных объектов на шельфе Арктики // Нефтегазопромысловый инжиниринг. 2007. 4 кв. с. 2 – 8.
24. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов/Ю.В.Зейгман, О.А.Гумеров, И.В.Генералов // Учеб. пособие.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000.- 120с.
25. Нюняйкин В.Н., Генералов И.В., Зейгман Ю.В., Рогачев М.К. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство.- 2002.- № 2.- С.44-45.
26. Ануфриев, С. Н. Опыт эксплуатации УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей / С. Н. Ануфриев, С. В. Погорелов // Инженерная практика.— 2010.

27. Даминов, А. А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно- Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение 93 мероприятий по снижению коррозионного воздействия / А. А. Даминов // Инженерная практика.— 2010.
28. <https://crossgroup.su>
29. <http://www.elekton.ru>
30. <https://www.tomskneft.ru/>
31. <https://neftegaz.ru/>

Приложение А

Виды противопесочных фильтров

Виды фильтров	Характеристика	Достоинства и недостатки
Проволочный фильтр	специальная проволока с особым профилем, намотанная на каркас, такой вариант предпочтительней дырчатых и щелевых фильтров с сеткой, поскольку толщина проволоки намного больше, что обеспечивает конструкции более длительный срок службы. Качественный фильтр должен быть прихвачен сваркой во всех точках касания с каркасом. Его пропускная способность напрямую зависит от формы сечения и шага проволоки.	+: надежная и эффективная конструкция все элементы - труба с отстойником, рабочая поверхность и проволока изготовлены из однородного металла. Комплекс, изготовленный из нержавеющей стали создает все предпосылки для эксплуатации его десятки лет. - : сложность очистки фильтрующих элементов от скапливающихся на его поверхности загрязнений, часто закупориваются мелкими частицами при добыче.
Сетчатый фильтр	дырчатая труба-каркас, обмотанная продольными рядами или по спирали проволокой диаметром 2–5 мм с шагом в 10–25 мм с тем, чтобы сетка не прилегала плотно к каркасу. Сетки для скважинных фильтров классифицируются по своей конфигурации. Они могут быть с квадратной ячейкой, многослойной (киперной) или сложной формы (галунной).	+: простота изготовления, долгий срок службы, т.к. сделаны из высокопрочных материалов, легкость извлечения из ствола для ремонта, локальный разрыв сетки не столь опасен для скважины; сравнительная легкость очистки ячеек от песка. - : дороговизна металлов; высокая сопротивляемость металлов, что отрицательно влияет на дебит. Недостаток металлической сетки в том, что прутья такой сетки могут быть помяты при монтаже конструкции. Это нарушит процесс нормального прохождения воды внутрь фильтрационной колонны.
Гравитационный фильтр	Гравитационные фильтры отличаются размерами проходных отверстий. Основаны на принципе гравитации пород, расположенных в зоне проходных отверстий.	+: качественная очистка воды; возможность доставки гравийного материала по межтрубному пространству в фильтровую зону; возможность устройства

	<p>Порода же в проходных отверстиях, располагаясь под углом, не препятствует проникновению воды внутри фильтра.</p> <p>Применяются подобные конструкции в песчаных почвах, с размером частиц до 0,25 мм.</p>	<p>гравийной прослойки непосредственно в скважине;</p> <p>дополнительная опора для удержания стенок ствола от обрушения.</p> <p>-: сложность подбора одноразмерного гравия; проблема доставки гравия двойной обсыпки в фильтровую зону на глубину более 100 метров.</p>
Гравийный фильтр	<p>Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого производится расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учётом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия(крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и флюидом</p>	<p>+:малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов;</p> <p>малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6-10 раз;</p> <p>простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине, равномерный приток по длине фильтра;</p> <p>высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых опор; неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны.</p> <p>-:дороговизна в сравнении с сетчатыми и проволочными фильтрами</p>