

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение Нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.054.23-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шмурыгин Роман Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Уткина Анна Николаевна	к.филол.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 150 с., 44 рис., 42 табл., 50 источников, 1 прил.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, эксплуатация скважин, нефтяное месторождение.

Объектом исследования является Крапивинское нефтяное месторождение (Томская область).

Цель работы – изыскание возможности повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере Крапивинского нефтяного месторождения.

В процессе исследования проведен анализ текущего состояния разработки скважин Крапивинского месторождения, а также рассмотрены технологии и осуществлен подбор мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.

В результате исследования уточнены геолого-физические параметры пластовой системы. Осуществлен оперативный подсчет запасов по выявленным залежам по категориям C_1 , C_2 тыс.т. пласта $Ю_1$. Приведены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежного насоса.

Рассмотрены конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики насосов для добычи нефти, имеющих две верхние и две нижние секции. Насосы рассчитаны на работу в скважинах: с температурой до $95\text{ }^{\circ}\text{C}$; содержанием механических примесей не более $0,5\text{ г\л}$; сероводорода до $1,25\text{ г\л}$; свободного газа на приеме насоса до 35% .

Степень внедрения: предлагаемая технология колтюбинга позволит сэкономить на эксплуатации установки электроцентробежного насоса, внедрение данной технологии существенно снижается риск выхода насоса из строя по причине выноса механических примесей.

Область применения: может быть применена в технологии добычи нефти и газа на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в разработке мероприятий по повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов, которые позволяют решить проблему: с заклиниванием установок, оптимизацию затрат на электроэнергию, повышение наработки электропогружного оборудования.

Полученные в диссертации результаты могут быть использованы при выборе режимов эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях и проблемных участках, а также могут быть использованы для оптимизации работы установки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1 Характеристики Крапивинского нефтяного месторождения.....	9
1.1 Общие сведения	9
1.2 История освоения месторождения	10
2 Геолого-физическая характеристика месторождений.....	15
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей	15
2.2 Стратиграфическая характеристика.....	17
2.3 Структурно-тектоническая характеристика Крапивинского месторождения	23
2.4 Параметры продуктивных пластов и их неоднородности.....	24
2.5 Запасы нефти и растворенного газа	26
4 Общий принцип подбора оборудования установок электроцентробежных насосов к скважине	28
4.1 Выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса	29
4.2 Определение требуемого напора насоса	29
4.3 Подбор и корректировка рабочих характеристик центробежного насоса.	31
4.4 Подбор электродвигателя, кабеля, трансформатора и станции управления	48
4.5 Результаты подбора	35
5 Анализ текущего состояния разработки.....	37
5.1 Анализ структуры фонда скважин	37
5.2 Характеристика работы добывающих скважин.....	40
6 Эффективность работы установок электроцентробежных насосов	45
7 Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов	68
7.1 Применение погружного кабеля повышенного сечения в схеме питания установки электроцентробежного насоса	69
7.1.1 Расчет экономической эффективности.....	58
7.2 Применение установок электроцентробежных насосов с вентильным приводом	59
7.2.1 Экспериментальная часть	60

7.2.2 Расчет экономической эффективности.....	79
7.3 Повышение наработки ЭПО путем применения защитного дополнительного оборудования включаемого в состав УЭЦН	63
7.3.1 Анализ работы оборудования.....	65
7.3.2 Дополнительное оборудование	83
7.4 Применение гибкой шарнирной муфты в составе установок электроцентробежных насосов	88
7.4.1 Расчет экономической эффективности.....	73
7.5 Применение технологии колтюбинга при освоении скважин после гидроразрыва пласта	75
Заключение	77
Список публикаций студента.....	78
Список использованных источников	80
Приложение А. Раздел, выполненный на иностранном языке.....	85

ВВЕДЕНИЕ

Максимально возможное извлечение нефти из нефтяных залежей требует применения прогрессивных способов и схем разработки нефтяных месторождений, а также совершенствования техники и технологии подъема жидкости из скважин. Широкое распространение имеют установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), которыми оборудована значительная часть фонда добывающих скважин. Такое положение обусловлено их преимуществами (высокая производительность), реализуемыми в условиях увеличения обводненности нефтяных месторождений и необходимости форсированного отбора жидкости из скважин. При больших подачах по затратам энергии на тонну добываемой нефти электроцентробежные насосы (ЭЦН) более выгодны, чем штанговые [3].

Но поскольку ни один из видов механической добычи не может сравниться по объемам перекачиваемой жидкости с УЭЦН, эксплуатация нефтяных скважин с применением установок электроцентробежных насосов является **актуальной**.

Но нужно заметить, что на подъем жидкости из скважин механизированным способом затрачивается 60–61 % от общего энергопотребления предприятия.

Структура потребления электроэнергии по технологическим процессам ОАО «Томскнефть» ВНК в целом соответствует средним показателям среди нефтяных компаний, однако, снижение энергозатрат – актуальная тема.

Поэтому вопрос оптимизации работы УЭЦН, снижение потери мощности, потери напряжения в схеме питания погружного электродвигателя УЭЦН, также является актуальным.

Цель работы – изыскание возможности повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере Крапивинского нефтяного месторождения.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Изучение характеристик Крапивинского нефтяного месторождения.
2. Анализ разработки Крапивинского месторождения.
3. Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов.
4. Изучение мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.
5. Изучение вопросов финансовой рентабельности и охраны окружающей среды и недр.

В магистерской диссертации детально рассмотрен комплексный подход к мероприятиям по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов и дано обоснование основных принципов достижения максимальной эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на последних стадиях разработки (на примере Крапивинского нефтяного месторождения). Представлен технологический расчет и дан анализ потерь мощности в погружных кабелях УЭЦН, приведен расчет затрат ресурсов на освоение скважины методом колтюбинга и бригадой капитального ремонта скважин.

На защиту выносятся следующие положения:

– Максимальный эффект повышения энергоэффективности возможно получить улучшив характеристики установок электроцентробежных насосов посредством сбалансированного подбора каждого элемента оборудования установки (кабель, насос, погружной электродвигатель и. д. р) и оптимизации работы оборудования после запуска.

– Комплекс мероприятий, включающий в себя применение: погружного кабеля повышенного сечения в схеме питания установки электроцентробежного насоса; установок электроцентробежных насосов с вентильным приводом; защитного дополнительного оборудования включаемого в состав УЭЦН; гибкой шарнирной муфты в составе установок электроцентробежных насосов; технологии колтюбинга при освоении скважин после гидроразрыва пласта приводит к снижению затрат в секторе

механизированной добычи нефти посредством увеличения межремонтного периода ЭПО. Экономия денежных средств может быть направлена на инновационные проекты.

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения

Крапивинская группа месторождений расположена в Кургаском районе Томской области (рисунок 1.1), и лишь небольшая по площади юго-западная часть (район скважин 200,221,220) входит в состав Омской области. На Крапивинском месторождении добычу ведут сразу несколько крупных компаний. На северо-востоке в Томской области работает компания «Томскнефть». А на юго-западе «Газпромнефть». Крапивинское нефтяное месторождение находится среди лесов и болот на Крапивинском локальном поднятии. Это самое большое поднятие Каймысвского свода. Объемы добычи Крапивинского месторождения считается средними. А его запасы эксперты оценивают почти в 37 миллионов тонн.

На Крапивинском месторождении добыча идет из четырех наиболее нефтеносных пластов. Самый нефтеносный из них – северо-западный купол. Он дает наиболее чистый и качественный продукт. Скважины здесь имеют глубину от 2 километров 500 метров до 2 километров 791 метра. Некоторые разработки восточной части превышают 3 километра. Западная часть Крапивинского нефтяного месторождения была открыта в 1984 году. Нефтеносные пласты удалось обнаружить после достаточно глубокого разведывательного бурения. На Крапивинском месторождении выработка ведется нижнее-средне-верхнеюрских образований. Освоение восточной части Крапивинского месторождения ведется с 1997 года. Первые скважины заработали здесь только в июне 2001 года. Тогда Омская область вошла в список нефтеносных регионов России. Чтобы постоянно поддерживать необходимые объемы Крапивинское месторождения, необходимо бурить новые скважины. Сегодня компания «Томскнефть» планирует в 2018 году построить сеть кустов. А это более 50 скважин.

Некоторые скважины Крапивинского нефтяного месторождения здесь имеют нестандартную структуру. Из-за геологических особенностей бурение ведут сначала вертикально, а потом скважину уводят вбок и прокладывают внутри пласта.

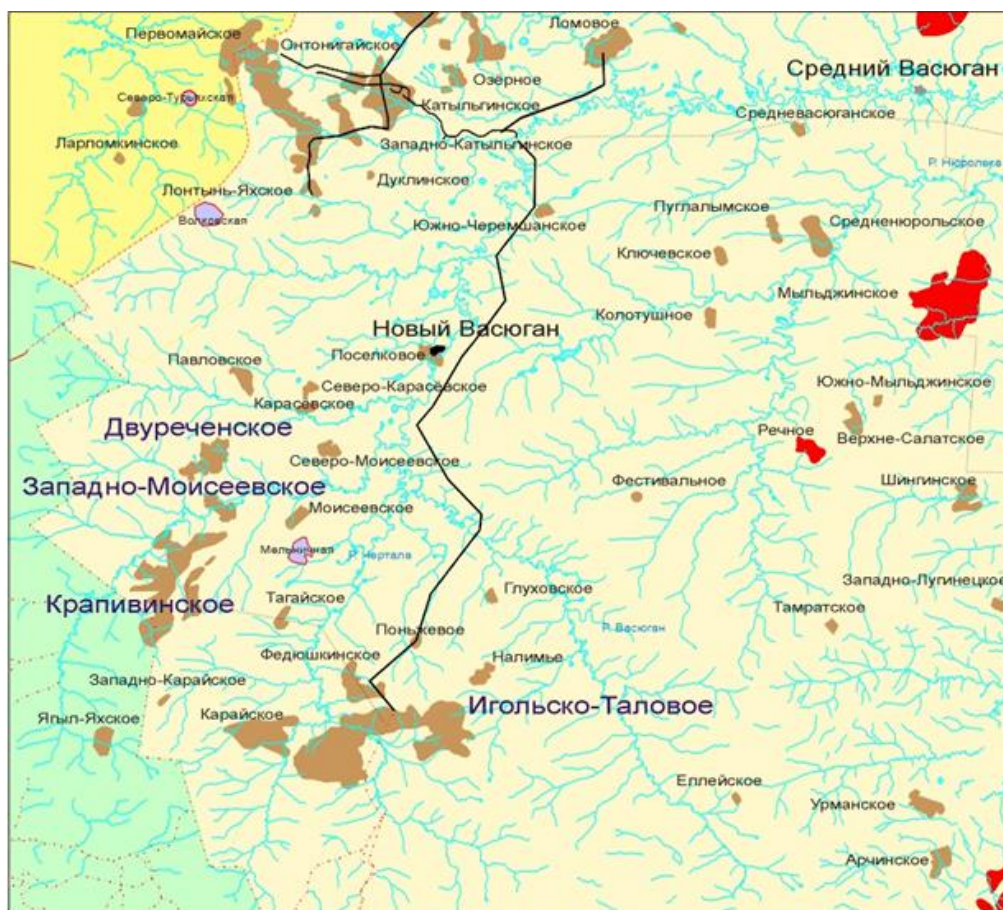


Рисунок 1.1 – Обзорная карта месторождений Васюганского района

1.2 История освоения месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию. Крапивинское локальное поднятие выявлено в 1966 году сейсморазведкой методом отраженных волн, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин №№ 195, 196 и 198 (рисунок 1.2), заложенных в наиболее приподнятой сводовой и присводовой частях локального поднятия, выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю₁² и Ю₁³, поисково-разведочные работы на площади, с 1970 года были приостановлены.

После проведения в 1980–1982 годах детализационных сейсмических исследований методом общей глубинной точки 2Д, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю₁³. Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 г. ПГО «Томскнефтегазгеология». С 1984 г. на уточненной структурной основе было пробурено 33 разведочные скважины, из них по основному продуктивному пласту Ю₁³ притоки нефти получены в 15 скважинах, притоки нефти с водой – в 8 скважинах, притоки воды – в 6 скважинах. По пласту Ю₁² получены, в основном, незначительные притоки нефти.

С 1991 г. разведочные работы на месторождении велись согласно «Проекта доразведки Крапивинского месторождения» для уточнения его геологической модели, повышения категорийности 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 тысяч тонн по категории С₁ и 15067 тысяч тонн 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., Москва). Согласно проекту в 1998 г. начато разбуривание месторождения (район 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 скважин

№ 201р и № 208р) и участка в районе скважины № 190 (рисунки 1.2) с расстоянием между скважинами 500 м. На период пробной эксплуатации общий проектный фонд состоял из 26 скважин, в том числе: 20 – добывающих, 3 – нагнетательных, 3 – водозаборных. Протоколом ЦКР Минэнерго России утверждены следующие уровни добычи: 1997 г. – 25.1 тысяч тонн, 1998 г. – 137 тысяч тонн, 1999 г. – 231 тысяч тонн, 2001 г. – 240.4 тысяч тонн.

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

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 производственных геоинформационных систем. Результатом этих работ является построение трехмерной сейсмогеологической модели, описывающей гипсометрическую, тектоно-седиментационную и литофациальную неоднородность залежей Крапивинского месторождения. Построенная модель легла в основу динамической модели месторождения.

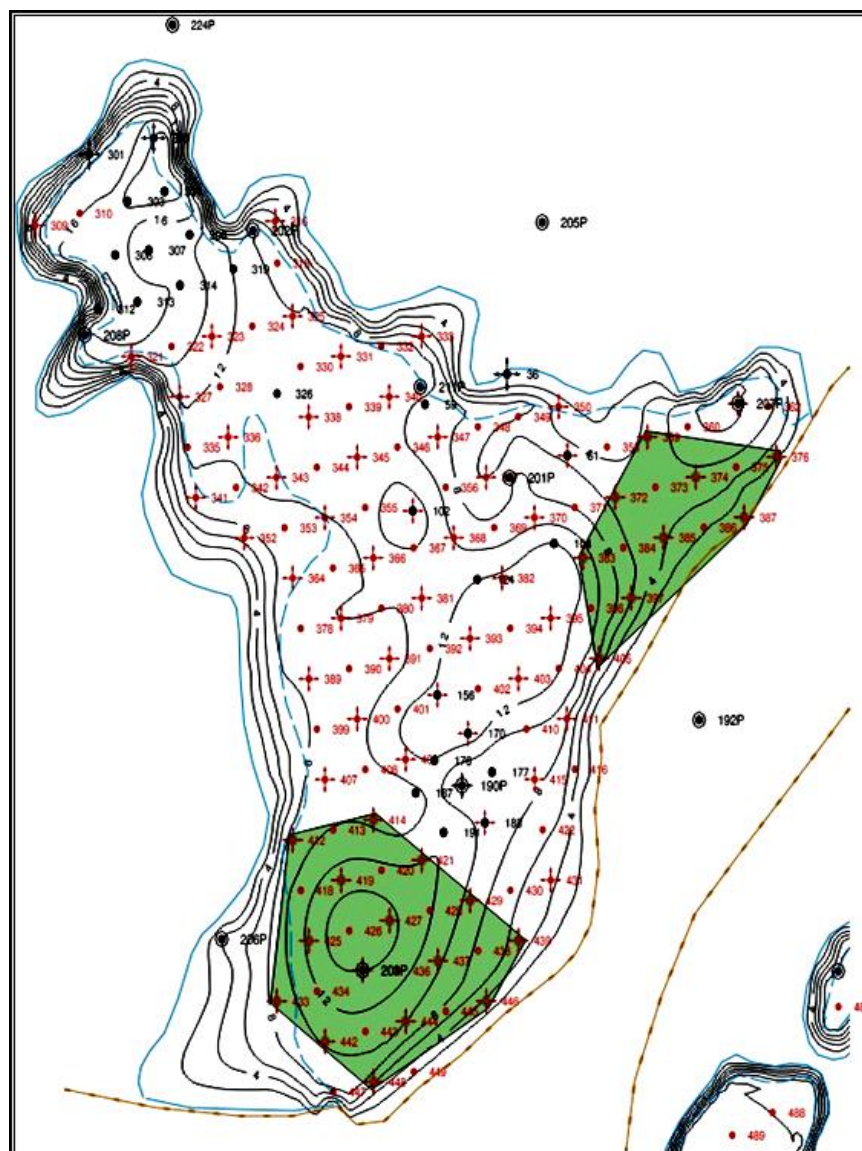


Рисунок.1.2. – Проектная схема расположение скважин Крапивинского месторождения

По результатам трехмерных 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, Москва). На 01.01.2001 года на государственном балансе Российской Федерации числились следующие запасы нефти:

– балансовые по категории C_1 – 76520 тысяч тонн, извлекаемые 24234 тысяч тонн

– балансовые по категории C_2 – 28809 тысяч тонн, извлекаемые 8207 тысяч тонн,

растворенного газа:

– категории C_1 – 587 млн m^3 ,

– категории C_2 – 232 млн m^3 .

В настоящее время месторождение находится в эксплуатации двух недропользователей. Один из которых – ОАО «Томскнефть» завершил пробную эксплуатацию северной залежи, а второй недропользователь – ОАО «Газпромнефть» проводит пробную эксплуатацию юго-западной части залежи. По инициативе ОАО «Томскнефть», была предложена технологическая схема дальнейшей разработки месторождения, при этом основные проектные решения обоснованы только по Томской области. По согласованию с ОАО «Газпромнефть» принято, что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом строении района Крапивинского месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом, вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин (рисунки 2.1,2.2).

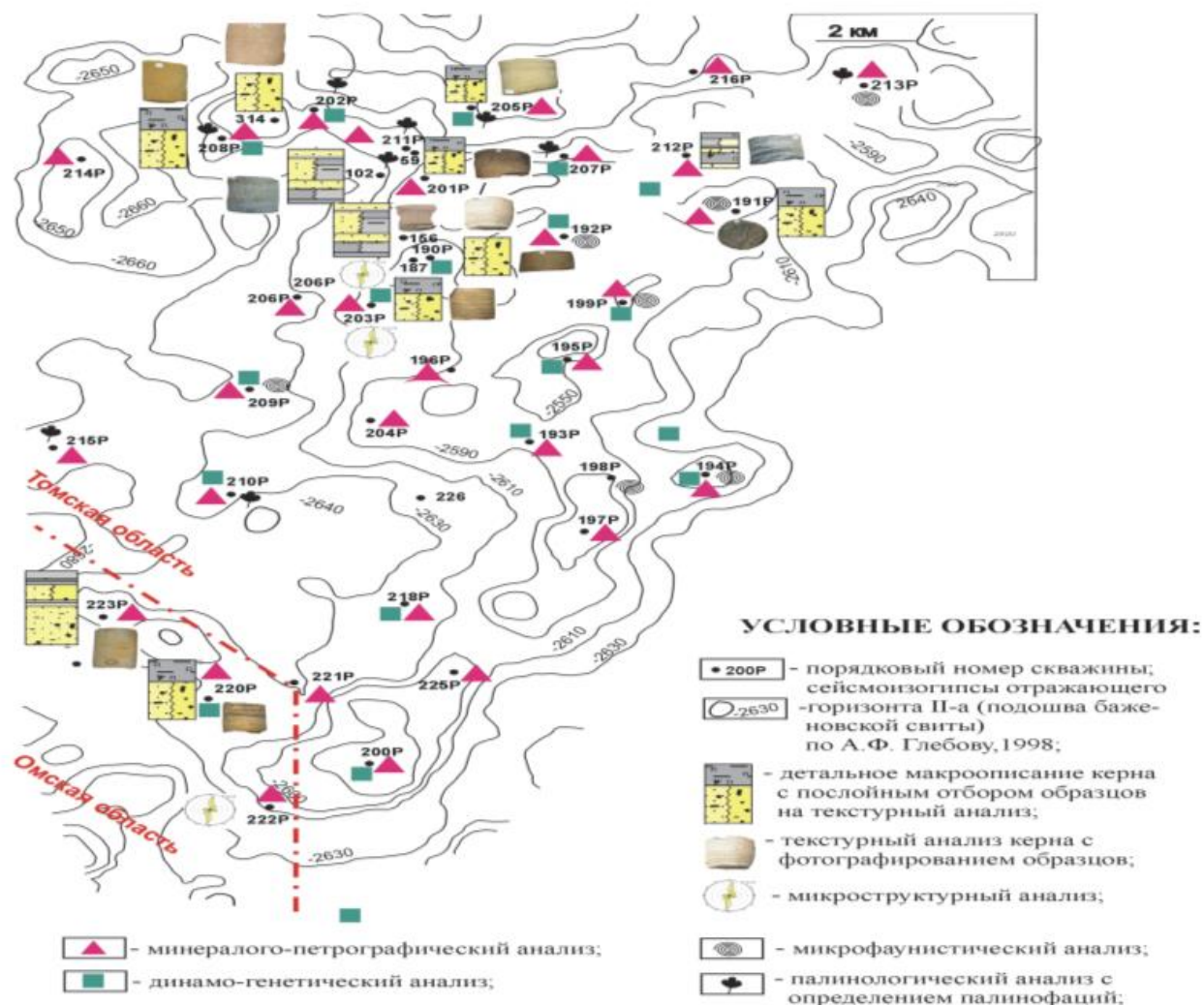


Рисунок 2.1 – Схема литологической изученности

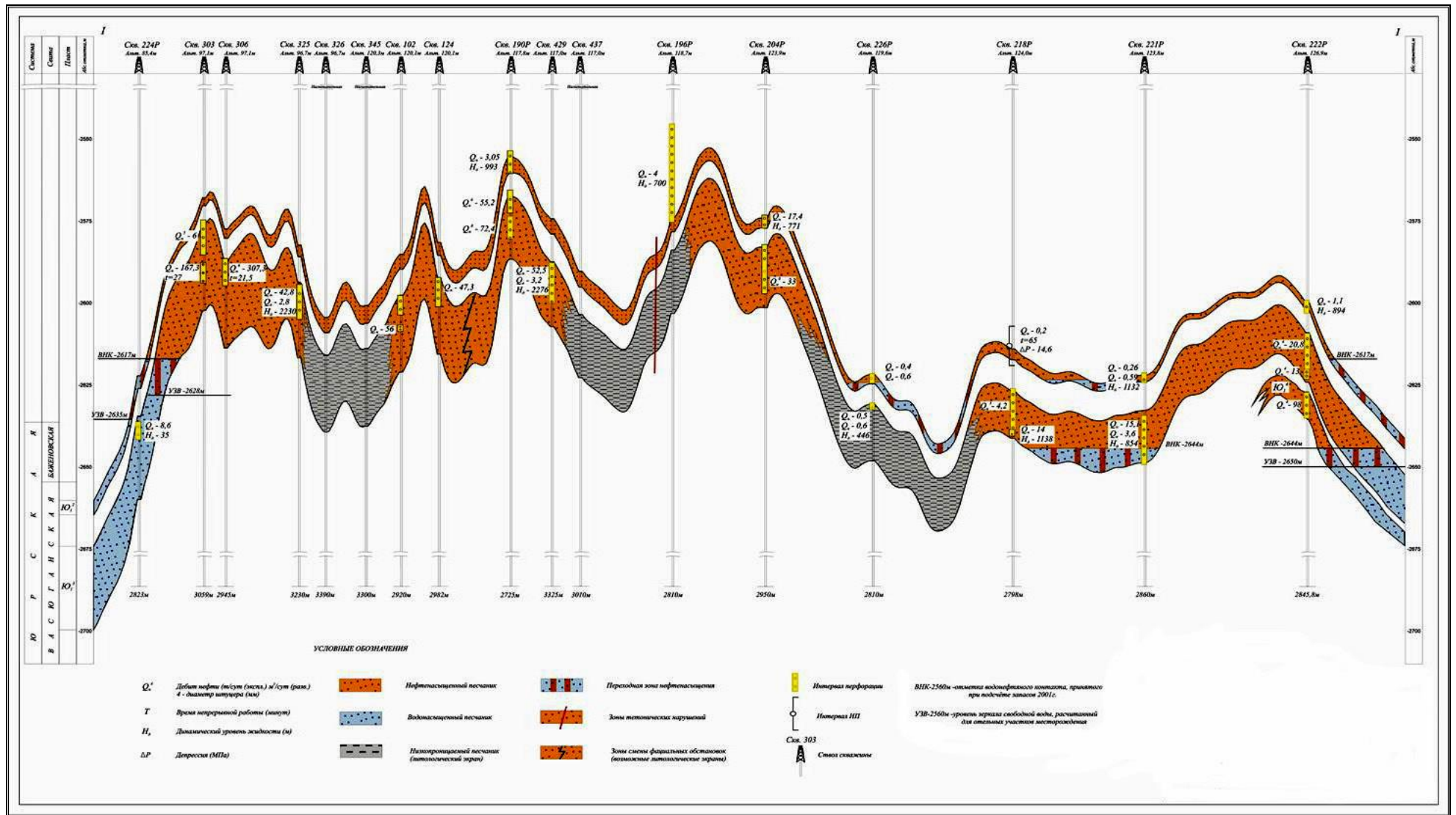


Рисунок 2.2 – Геологический разрез пластов по данным геологоразведочного бурения

Таблица 2.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов Крапивинского месторождения

Параметры	Значения	
	Ю ₁ ²	Ю ₁ ³
Объект		
Средняя глубина залегания, м		2709
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		29,4
Пластовая температура, °С		94,0
Пластовое давление, МПа		27,5
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³		770
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	857	852
Вязкость нефти, мПа·с		
– в пластовых условиях		1,8
– в поверхностных условиях		9,56
Содержание в нефти:		
– серы, %	0,86	0,75
– парафина, %	7,6	4,9
– асфальтенов, %	2,5	3,6
– смол силикагелевых, %	6,4	6,3
Температура застывания, °С		-13,5
Давление насыщения нефти газом, МПа		3,8
Среднее газосодержание, м ³ /т		26,8
Коэффициент продуктивности нефти, м ³ /сутки·Мпа	0,5	36
– максимальный	2,51	142
– минимальный	0,033	2
Средняя нефтенасыщенная мощность пласта, м		11,4
Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м ³		1,25
Плотность воды, кг/м ³	1020	1020

2.2 Стратиграфическая характеристика

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

Исследования были выполнены по представительной коллекции образцов керн (292 шт.) нефтенасыщенного коллектора пластов Ю₁² и Ю₁³,

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 $Ю_1^{3B}$ 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 $Ю_1^3$ 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 алевропсаммитовая 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.

На основании комплекса петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керн сделаны 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 Ю₁³ 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 Ю₁². В строении пласта принимают участие алевропесчаники. Наличие в отложениях прослоев глинистого материала в ассоциации с обугленным растительным детритом, слюдой, сидеритом обуславливает прерывистую, волнисто-горизонтальную и волнисто-косую слоистость. Структура алевропсаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто

пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из 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 органические вещества, фиксируемые в межзерновом и поровом пространстве в виде бурых пятен. Породы слабопроницаемые. Регенерационный кварц и альбит в разрезе скважины 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 каолинитовыми сростками, что способствует увеличению фильтрационно-емкостных свойств. Кальцит однозначно влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Появление его в составе песчаников всегда ведет к ухудшению коллектора.

Литолого-петрофизическая анизотропия коллектора Ю₁³ изучена 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-валанджинской 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 мелководно-морскими 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 песчанистая 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, брахиоподпелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

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

2.3 Структурно-тектоническая характеристика Крапивинского месторождения

В тектоническом отношении Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия, осложняющего южную часть Каймысовского свода.

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

Оконтуривающие сейсмоизогипсы для разных групп локальных поднятий различные: от -2540 м до -2580 м. Большинство локальных поднятий имеют «вершинно-радиальную» форму, имеющую ряд узких структурных мысов, ложбин, осложненных более мелкими локальными поднятиями (4 порядка). Простираание локальных поднятий самое различное: веерообразное, субмеридианальное, субширотное и др.

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

Таблица 2.2 –Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинского месторождения

Характеристика		Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ³⁻⁴
Толщина		по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	3	13,6
Эффективная	Средняя, м	2,57	12,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,57	9,5
Коэффициент песчаности, доли ед.		0,87	0,91
Коэффициент расчлененности, доли ед.		0,65	0,35
Проницаемость, мкм ²		0,004	0,038
Пористость, доли ед.		0,15	0,18
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,56	0,6

2.4 Параметры продуктивных пластов и их неоднородности

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости); неоднородности (расчлененности и песчаности) и нефтенасыщенности, таблица 2.3.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁– пластами Ю₁² надугольной толщи и Ю₁³ подугольной толщи, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁МУ толщиной 4–10 м.

Таблица 2.3 – Характеристика пласта Ю₁³

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	2709
Типы залежи: капиллярно-экранированная	
Нефтенасыщенная толщина, м	11,1
Пористость, д.ед	0,17
Проницаемость, мД	56
Коэффициент песчанистости, д.ед	0.74
Расчлененность	2,6
Начальное пластовое давление, МПа	27,5
Газосодержание, м ³ /т	32,7
Вязкость нефти, мПа с	1,57

Таблица 2.4 – Характеристика пласта Ю₁²

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	2693
Типы залежи: пластовая, сводовая	
Нефтенасыщенная толщина, м	2,5
Пористость, д.ед	0,15
Проницаемость, мД	5
Коэффициент песчанистости, д.ед	0,87
Расчлененность	2,1
Начальное пластовое давление, МПа	27,5
Газосодержание, м ³ /т	24,8
Вязкость нефти, мПа с	1,84

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» Крапивинское месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных. Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 году ПГО «Томскнефтегазгеология». В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ приросты запасов осуществлялись практически ежегодно [6].

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

В связи с бурением новых скважин в последующие годы на Томской территории месторождения осуществлялись приросты запасов по обоим пластам.

За 2008 год, были построены геологические модели залежей и подсчитаны запасы (рисунки 2.3., 2,4).

Геологические запасы по категории BC_1

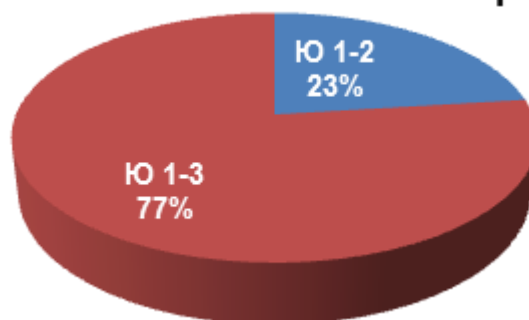


Рисунок 2.3 – Геологические запасы категории BC_1

Геологические запасы по категории С₂

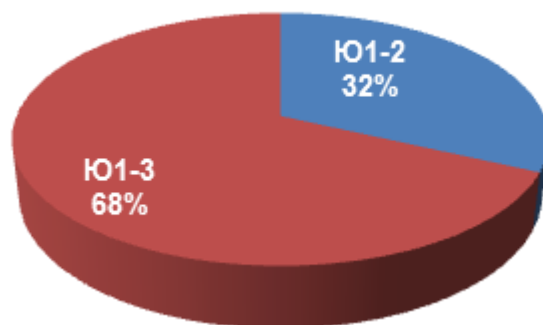


Рисунок 2.4 – Геологические запасы категории С₂

Как показывает таблица 2.7, за 2008 год было получено по пласту Ю₁² в сумме запасов ВС₁ и С₂ – 26780 тысяч тонн (23,2 %), по пласту Ю₁³ – 88891 тысяч тонн (76,8 %).

Таблица 2.7 – Геологические запасы по категории ВС₁+С₂, тысяч тонн

Запасы	Ю ₁ ²	Ю ₁ ³	Всего
Подсчет запасов 2008 г.	26 780 (23,2 %)	88 891 (76,8 %)	115 671 (100 %)
Категория ВС ₁	18 355	70 708	89 063
Категория С ₂	8 425	18 183	26 608

4 ОБЩИЙ ПРИНЦИП ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ К СКВАЖИНЕ

Подбор УЭЦН к скважине осуществляется посредством расчетов при вводе из бурения, переводе на механизированную добычу.

Расчеты базируются на следующей информации:

- коэффициент продуктивности данной скважины (по результатам гидродинамических исследований скважины);
- данные инклинометрии;
- газовый фактор;
- давления – пластовом, давлении насыщения;
- обводненности добываемой продукции;
- концентрации выносимых частиц.

В УДНГ «Томскнефть» при подборе УЭЦН руководствуются принятой в НГДУ программой для ЭВМ «WellFlo».

Алгоритм расчета УЭЦН:

- имеющаяся у НГДУ информация о продуктивном пласте и конструкции скважины;
- выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса
- Определение требуемого напора;
- подбор и корректировка рабочей характеристики насоса;
- подбор электродвигателя, кабеля, трансформатора и станции управления.

4.1 Выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса

При выполнении проверочных расчетов (расчет изменения давления по стволу скважины выше приема насоса и изменения давления по НКТ) следует учитывать сепарацию газа у приема ЭЦН. Величину коэффициента сепарации для скважин, оборудованных установками ЭЦН, определяют:

$$\delta = \frac{1}{(1 + 0,6 \cdot (Q_{ж.см} / W_0 \cdot F_3))}, \quad (4.1)$$

где W_0 – относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с;
 F_3 – площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и погружным электродвигателем (ПЭД), м².

4.2 Определение требуемого напора насоса

Для согласования характеристики насоса, скважины и, следовательно, нахождения величины удельной энергии, передаваемой насосом газожидкостной смеси и обеспечения нормы отбора жидкости из скважины с выбранной глубины спуска насоса строится напорная характеристика скважины $Q = f(H_{скв})$:

$$H_{скв} = H_{скв.дин} + P_y / (p \cdot g) + h_{тр} - H_z, \quad (4.2)$$

где $H_{скв.дин}$ – глубина динамического уровня скважины при отборе заданного количества жидкости (м);

$P_y / (p \cdot g)$ – устьевое давление, выраженное в метрах столба жидкости, при средней плотности газожидкостной смеси на участке «насос-устье» скважины;

$h_{тр}$ – потери напора на трение, м.вод.столба.

Если нет данных о величине динамического уровня, то приближенно можно определить:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{сн}} - \frac{P_{\text{пл}} - Q_{\text{жид}} / K}{\rho_{\text{вн}} \cdot g}, \quad (4.3)$$

где $\rho_{\text{вн}}$ – плотность водонефтяной смеси на выходе из насоса.

Потери напора на гидравлическое трение в НКТ ориентировочно определяют как для однородной ньютоновской жидкости:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H_{\text{сн}} \cdot \omega^2}{2 \cdot g \cdot D}, \quad (4.4)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений,

ω – линейная скорость потока, м/с.

$$\omega = \frac{Q_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}} + Q_{\text{г}} \cdot b_{\text{г}}}{86400 \cdot F_{\text{нкт}}}, \quad (4.5)$$

Напор, соответствующий газлифтному эффекту в подземных трубах, можно приближенно оценить по формуле:

$$H_2 = 4 \cdot D \cdot G_{\text{о.факт}} \cdot (1 - (P_y / P_{\text{нас}}))^{1/3} \cdot [1 - B(\bar{P})], \quad (4.6)$$

где D – внешний диаметр НКТ в дюймах,

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения после сепарации газа у насоса,

$B(P)$ – средняя обводненность продукции в подъемнике при среднем давлении

$$P = 0,5 \cdot (P_{\text{вн}} P_{\text{yc}}).$$

Выбор диаметра НКТ для ЭЦН осуществляют в зависимости от дебита скважины:

Таблица 4.1– Выбор диаметра НКТ для ЭЦН

Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Менее 150	150–300	Более 300
Внутренний диаметр НКТ, мм	50,3	62	76

4.3 Подбор и корректировка рабочих характеристик центробежного

насоса

По кривым типовых характеристик погружных ЭЦН, дебиту по жидкости и требуемому напору выбирают несколько насосов, обеспечивающих необходимый отбор жидкости в области рабочих режимов работы насосов при условии:

$$0,6 \leq Q_{ж} / Q_{в.опт} \leq 1,2, \quad (4.7)$$

где $Q_{в.опт}$ – подача насоса на воде в оптимальном режиме.

В качестве вязкостной характеристики продукции нефтяных скважин используется кинематическая кажущуюся вязкость (m^2/c)

$$\vartheta_3 = \mu_3 / \rho_{вн}, \quad (4.8)$$

где μ_3 – кажущаяся динамическая вязкость эмульсии при соответствующих значениях температуры и скорости сдвига потока,

$\rho_{вн}$ – средняя плотность скважинной продукции в каналах рабочих органов, $кг/м^3$.

$$\rho_{вн} = \rho_n \cdot \beta_n + \rho_в \cdot \beta_в, \quad (4.9)$$

где β_n и $\beta_в$ соответственно объемно-расходные доли нефти и воды в составе продукции скважин.

Зависимость напора, КПД и подачи от вязкости откачиваемой жидкости можно оценивать с помощью коэффициентов:

$$K_{н, Q} = H / H_в = Q / Q_в, \quad (4.10)$$

$$K_\eta = \eta / \eta_в, \quad (4.11)$$

где $H_в, Q_в$ и $\eta_в$ – напор, подача и КПД насоса при работе на воде в заданном режиме; H, Q, η – те же параметры, но при работе насоса на вязкой жидкости.

Коэффициенты K_n, Q и K_η зависят от числа Рейнольдса потока в каналах центробежного электронасоса

$$Re_n = \frac{4,3 + 0,816 \cdot n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \cdot \frac{Q}{\gamma_s} \cdot \sqrt[3]{\frac{n_1}{Q_{в.онм}}}, \quad (4.12)$$

где n_s – коэффициент быстроходности ступени насоса;

n_1 – частота вращения вала насоса, 1/с.

$$n_s = 193 \cdot n_1 \cdot Q_{в.онм}^{0,5} \cdot \frac{(g \cdot H_{в.онм})^{-0,75}}{z_n}, \quad (4.13)$$

где $Q_{в.онм}$ и $H_{в.онм}$ подача и напор насоса на воде в оптимальном режиме.

z_n – число ступеней насоса.

По величине Re_n с помощью специальных графиков П.Д. Ляпкина находят значения коэффициентов K_n , Q , K_η и пересчитывают характеристики насоса с воды на эмульсию. Кроме графического способа определения данных коэффициентов, можно воспользоваться и аппроксимирующими формулами.

Для ламинарного режима:

$$K_{n,Q} = Re_n / (Re_n - 50 + 200 \cdot (Q_e / Q_{в.онм})); \quad (4.14)$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg Re_n - 0,63 - 0,26 \cdot (Q_e / Q_{в.онм}).$$

Для турбулентного режима:

$$K_{n,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg Re_n) \cdot (0,027 + 0,485 \cdot (Q_e / Q_{в.онм})), \quad (4.15)$$

$$K_\eta = 0,274 \cdot \lg Re_n - 0,06 - 0,14 \cdot (Q_e / Q_{в.онм}),$$

где Q_e – подача насоса на воде при соответствующем режиме, м³/с.

Для расчетов величины потребляемой мощности можно воспользоваться формулой:

$$N = 10^{-3} \cdot g \cdot Q_e \cdot H_e \cdot \rho_{вн} \cdot K_{n,Q}^2 / (\eta_e \cdot K_\eta). \quad (4.16)$$

При газосодержании на приеме насоса до 7 % его можно не указывать. При увеличении свободного газосодержания напорная характеристика и КПД насоса смещаются влево с резким уменьшением КПД. Практически для

исключения вредного влияния газа целесообразнее предусмотреть установку на вале насоса специального газового сепаратора конструкции П.Д. Ляпкина [18].

4.4 Подбор электродвигателя, кабеля, трансформатора и станции управления

Выбор электродвигателя для установки осуществляется исходя из условия:

$$0,5 \leq N / N_{\delta} \leq 1, \quad (4.17)$$

где N_{δ} – номинальная мощность погружного электродвигателя (ПЭД),
 N – мощность, потребляемая насосом.

Возрастание удельной энергии, затрачиваемой на подъем жидкости приводит к уменьшению подачи или даже ее прекращению. Последнее вызывает ухудшение охлаждения, перегрев ПЭД и его преждевременный выход из строя.

Поэтому установка ЭЦН должна обеспечивать работу в режиме освоения в течении всего периода освоения скважины (иногда 10–15 суток) со среднесуточным дебитом не ниже Q_{min} и давлением на входе в насос не менее $P_{np.min}$.

Рекомендуется определять эти значения следующим образом:

$$Q_{min} = 330 \cdot N_{\delta} \cdot F_3, \quad (4.18)$$

где F_3 – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между стенками скважины и корпусом ПЭД, м².

$$P_{np.min} = 0,5 - 1,0. \quad (4.19)$$

По минимальным значениям мощности N_{δ} , напряжения и силы тока ПЭД подбирают трансформатор и станцию управления.

Для выбора длины электрического кабеля необходимо к длине колоны НКТ добавить около 50 метров, т. к. в процессе эксплуатации скважины может возникнуть необходимость увеличения глубины спуска насоса:

$$L_{каб} = H_{нкт} + 50, \quad (4.20)$$

На величину мощности, потребляемой всей установкой, влияют потери в ПЭД и кабеле. Сумма потерь мощности в ПЭД определяется:

$$\sum N_{\delta}^{nom} = N \cdot \{1/\eta_{\delta} \cdot [b_2 - c_2 \cdot (N/N_{\delta} - d_2)^2] - 1\}, \quad (4.21)$$

где η_{δ} – КПД ПЭД при нормальной нагрузке;

b_2, c_2, d_2 – эмпирические коэффициенты.

По величине потерь мощности определяется температура перегрева ПЭД:

$$t_{n.\delta} = b_3 \cdot \sum N_{\delta}^{nom} - c_3. \quad (4.22)$$

При работе ПЭД из-за перегрева двигателя будет происходить нагрев газожидкостной смеси вблизи ПЭД. Наличие в составе продукции воды и свободного газа изменяет величину температуры перегрева ПЭД. Количественно это изменение оценивается с помощью коэффициента K_t .

$$K_t = (2 - B) \cdot (1 - 0,75 \cdot \beta_{г.нр}), \quad (4.23)$$

где B – обводненность; $\beta_{г.нр}$ – газосодержание у приема насоса.

Определяют значение коэффициента $K_{y.n.}$ – коэффициента уменьшения потерь в ПЭД по мере снижения его температуры:

$$K_{y.n.} = 1 - b_5 \cdot \{1 - 0,0077 \cdot [t_{n.\delta} \cdot K_t + (t_c - 20)]\}, \quad (4.24)$$

где t_c – температура перед установкой.

Далее с учетом (4.21) и (4.24) определяют сумму потребляемой мощности в ПЭД при действительной температуре ПЭД

$$\sum N = K_{y.n.} \cdot \sum N_{\delta}^{nom}. \quad (4.25)$$

Используя (4.25), вычисляют температуру ПЭД:

$$T_{\delta} = T_{нр} + K_{y.n.} \cdot (b_3 \sum N - c_3). \quad (4.26)$$

Из всех подбираемых ПЭД оставляют только тот, у которого T_{δ} меньше 403К (1300 С).

После выбора типа ПЭД рассчитывают силу потребляемого им тока:

$$J = J_n \cdot (b_4 \cdot N/N_{\delta} + C_4), \quad (4.27)$$

где J_n – сила номинального тока ПЭД, А.

Для определения потери мощности в кабеле вначале определяют среднюю величину температуры кабеля при работе установки в номинальном режиме:

$$t_k = (t_{nl} + t_{yc} - (L_c - H_{cn}) \cdot \Psi + 1000 / Q_{жс}) / 2 + 0,14 \cdot (J^2 / F), \quad (4.28)$$

где Ψ – геотермический градиент, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$ ($\Psi=0,03$ $^{\circ}\text{C}$);

$Q_{жс}$ – производительность установки, т/сут;

J – сила тока, проходящего по кабелю, А;

F – площадь поперечного сечения жил кабеля, мм^2 .

Тогда:

$$N_k = 588 \cdot 10^{-7} \cdot J_2 / F \cdot (H_{cn} + 50) \cdot [1 + 0,004 \cdot (t_k - 20)], \quad (4.29)$$

где N_k – потери мощности в кабеле, кВт.

В целом, потребление мощности установкой УЭЦН будет равна:

$$N_{nom} = 1 / \eta_{амс} \cdot (N \sum N_d^{nom} + N_k), \quad (4.30)$$

где $\eta_{амс}$ – КПД автотрансформатора ($\eta_{амс}=0,98$).

Расчет допустимой кривизны эксплуатационной колонны на 10 метров ведется по формуле:

$$\varphi = \{4,586 \cdot (D_{экс.кол.} - (h_{стенки} \cdot 2) - D_{мах.уэцн} \cdot 120)\} / L^2_{уэцн}. \quad (4.31)$$

4.5 Результаты подбора

Результаты подбора:

- расчетный суточный дебит,
- напор насоса,
- внутренний минимальный диаметр эксплуатационной колонны,
- глубина спуска,
- расчетный динамический уровень,
- максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН;

Особые условия эксплуатации:

- высокая температура жидкости в зоне подвески,
- расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса,
- содержание мех.примесей, соли.

При подборе УЭЦН к скважине необходимо учитывать уменьшение мощности погружного электродвигателя от увеличения температуры окружающей пластовой жидкости, согласно действующих ТУ заводов – изготовителей [23].

5 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

5.1 Анализ структуры фонда скважин

В 2001 году ЦКР Минэнерго России утверждена технологическая схема разработки месторождения (Томская область), составленная институтом «ТомскНИПИнефть» [1] (протокол №2740 от 20.09.2001г., Москва) окончание разбуривания месторождения – 2012г[2].

На 01.01.2013г. общий фонд скважин Крапивинского месторождения Томской области составляет 134 единиц, из них 96 единиц составляет фонд добывающих скважин, 30 единиц – фонд нагнетательных скважин и 8 единиц фонд водозаборных скважин (таблица 3.1, рисунки 3.1, 3.2).

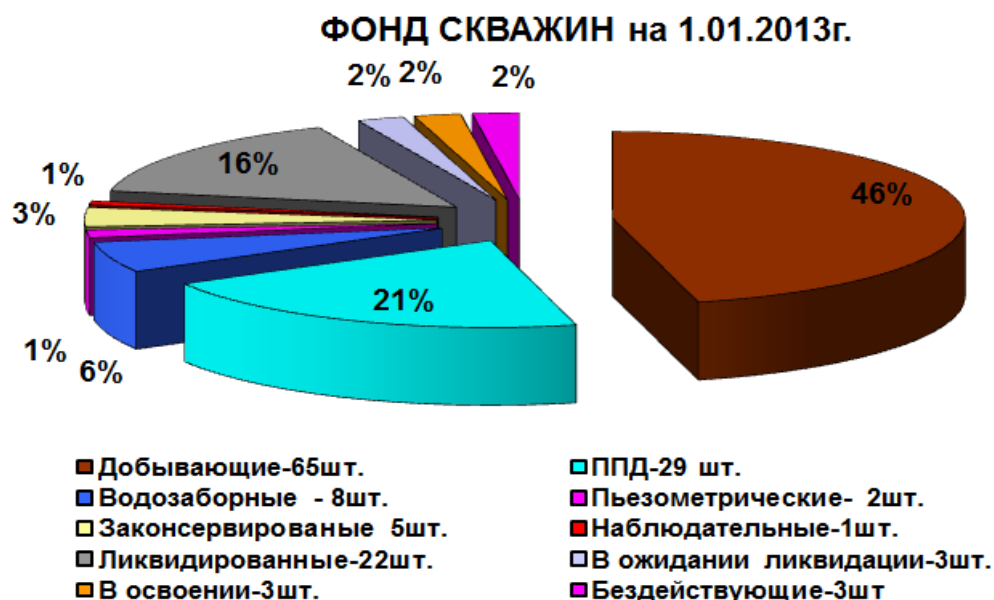


Рисунок 3.1 – Фонд скважин Крапивинского месторождения на 01.01.2013 г.

Таблица 3.1– Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	59
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	96
	В том числе:	
	Действующие	58
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	58
	ШГН	-
	бескомпрессорный газлифт	-
	внутрискважинный газлифт	-
	Бездействующие	3
	В освоении после бурения	3
	В консервации	5
	Пьезометрические	2
	Переведены под закачку	9
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	3
	Ликвидированные	22
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	67
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	9
	Всего	30
	В том числе:	
	Под закачкой	29
	Бездействующие	1
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	2
	В отработке на нефть	46
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-

Основной эксплуатационный и фонд поддержания пластового давления Крапивинского месторождения представлен наклонно-направленными скважинами. Скважины оборудованы эксплуатационными колоннами диаметром – 146 мм, за исключением скважина №389 (4 куст), где используется 168 мм колонна. Интервалы перфораций колеблются от 2698 до 3529 метров. Пластовое давление варьируется от 104 до 272 атмосфер. Динамический уровень жидкости от 1173 до 3058 м.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2013 г. насчитывает 65 единиц, из них: бездействующих – 3 единицы, нагнетательных – 30 единиц, из них 1 бездействующая.

Действующий фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2013г. насчитывает 62 единицы. Действующий фонд нагнетательных скважин – 29 единиц.

Из 96 скважин Томской области, числящихся на 01.01.2013г. в добывающем фонде, 32 скважины являются разведочными, 21 скважина планировалась к бурению как проектные добывающие и 43 скважины – как проектные нагнетательные, т. е. находятся в отработке на нефть. Общий фонд нагнетательных скважин (30 единиц) состоит из 3 разведочных, 21 проектных нагнетательных и 6 проектных добывающих скважин, из которых пять были переведены под закачку после эксплуатации на нефть, а скважина №362 была запроектирована как добывающая, но после бурения эксплуатировалась как нагнетательная [4].

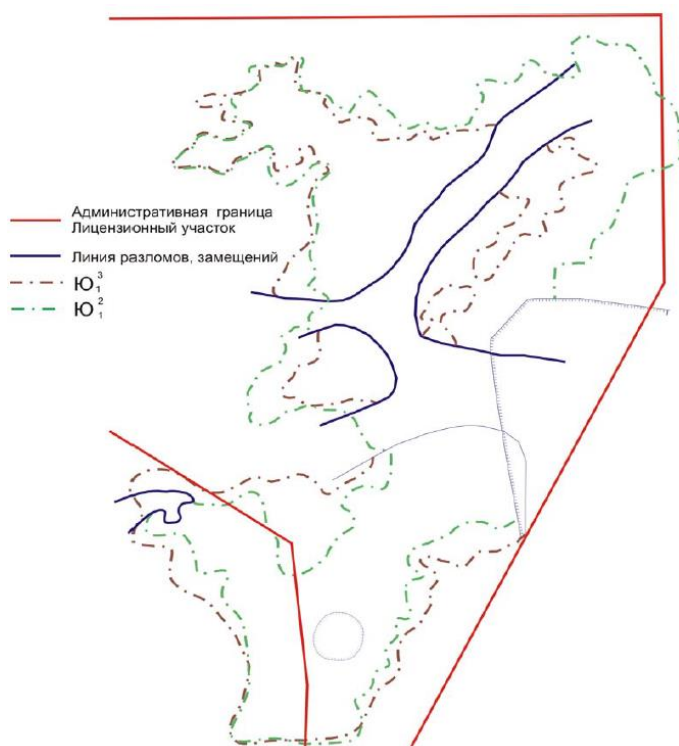


Рисунок 3.2 Схема разработки Крапивинского нефтяного месторождения.

5.2 Характеристика работы добывающих скважин

За весь предшествующий период разработки по Томской части месторождения в добыче нефти участвовало 82 скважины, из них фонтанным способом – 21 скважина, с помощью ЭЦН – 82 единицы, с помощью РЭД – 18 единиц.

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 Крапивинском месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры 91–100⁰С и вынос механических примесей из призабойной зоны пласта.

Все добывающие скважины месторождения на 01.01.2013 г. 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 (таблица 3.2). В среднем дебит по нефти – 52,3 т/сут, по жидкости в среднем – 316,1 м³/сут. [5].

На начало 2013 г. парк ЭЦН на месторождении представлен насосами Российского («Алнас», «Борец», «Лемаз») и иностранного («REDA», «Centrilift») производства [4]. В зависимости от текущих параметров работы погружного оборудования УЭЦН осуществляются программы оптимизации и интенсификации добычи нефти. При наличии частотно регулируемого оборудования поставленные задачи решаются изменением частоты питающего напряжения в большую или меньшую сторону во время эксплуатации УЭЦН.

Глубины спуска по мере НКТ колеблются от 1622 до 3121 м, подачи от 45 м³/сут до 500 м³/сут.

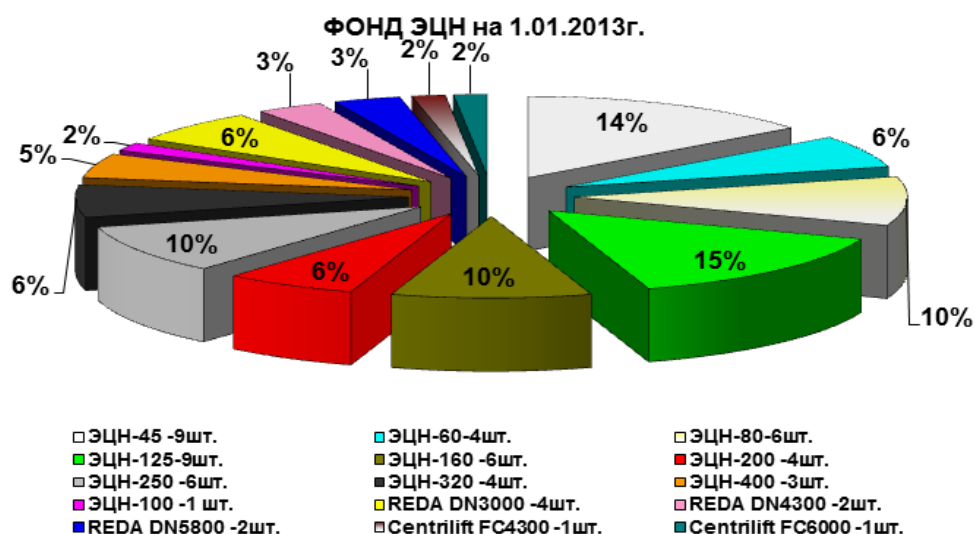


Рисунок 3.3 – Фонд ЭЦН Крапивинского месторождения на 01.01.2013 г.

Таблица 3.2. –Результаты эксплуатации добывающего фонда на 01.01.2013 г.

Показатели	Способ эксплуатации			Всего
	фонтан	ЭЦН	RED	
Количество скважин, участвовавших в эксплуатации в течение 2009г., ед.	-	51	11	62
Годовая добыча нефти, тыс.т	-	395,2	237,1	632,3
Процент добычи от общей годовой	-	62,5	37,5	
Годовая добыча жидкости, тыс. т	-	1974,8	1184,8	3159,6
Среднегодовой дебит, т/сут нефти/жидкости	-	24,1/1 24,0	80,6/5 08,3	52,3/3 16,1
Среднегодовая обводненность, %	-	78,4	77,7	78,0
Действующий фонд добывающих скважин на 01.01.2013 г.	-	48	10	58

На месторождении на 01.01.2013 г. 10 единиц (15,3 % добывавшего в течение 2012г. фонда скважин), работает со среднегодовыми дебитами нефти более 50 т/сут (таблица 3.2). Из них 2 скважины работают с дебитами нефти более 100 т/сут. Из них в скважине (№ 391) – дебит более 150 т/сут и в скважине (№298) – более 200 т/сут (эти высокодебитные скважины оборудованы зарубежными установками «REDA»). Двенадцать скважин работало с дебитами нефти менее 10 т/сут, из них три скважины (№№3 76, 361

и 366) – с дебитами менее 5 т/сут. 14 (21,5 %) скважин работало с обводненностью менее 20 %, в течение года появилось 20 скважин с обводненностью продукции более 90 % [7].

Таблица 3.3 – Распределение фонда скважин по среднегодовым дебитам нефти и обводненности продукции за 2012г.

Обводненность, %	Дебит нефти т/сут					Всего
	до 5,0	5,01-10,0	10,01-30,0	30,01-50,0	> 50	
до 2	-	-	-	-	-	-
итого:	-	-	-	-	-	-
2,1-20,0	-	460	455,463,465,469,1304, 1307	454,464	391,407,456,458,459	
итого:	-	1	6	2	5	14
20,1-50,0	-			398,429	298,442	
итого:	-	-	-	2	2	4
50,1-70,0	-	-	370,382,406	347,372	327	
итого:	-	-	3	2	1	6
70,1-90,0	376,207p	176,300	59,102,124,188,323,333359,395,397414,425,433	321,379,389,427	374,405	
итого:	2	2	12	4	2	22
>90,0	366	104,187,307314,319,325421	177,303,320357,381,403	306,313	-	
итого:	1	7	6	2	-	16
всего:	3	10	27	12	10	62

В бездействии находится 3 добывающие скважины (Томская область) по причине малоедебитности и высокого обводнения продукции (>90 %) (таблица 3.4) По скважине №204Р (центральная залежь) накопленный отбор составляет 3,5 тыс. т, а по скважинам № 361 и № 1002, расположенным в краевых частях северной залежи 17,9 и 2,2 тыс. т, соответственно.

Таблица 3.4. – Характеристика бездействующего фонда скважин по дебитам и обводненности Крапивинского месторождения на 01.12.2012г.

Обводненность, %	Среднесуточный дебит нефти, т/сут					Всего
	до 0.5	0.5-1	1-3	3-5	>5	
50-90	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-
>90	-	1002	361	204Р	-	-
Итого:	-	1	1	1	-	3
Всего:	-	1	1	1	-	3

В целом по месторождению в 2013 году намечается тенденция падения дебитов жидкости, что обусловлено падением дебитов жидкости по залежам Омской области, где система поддержания пластового давления была организована позже на год, нежели предполагалось проектом, и компенсация отбора закачкой в предыдущий период была недостаточной. В 2009 году дебиты жидкости по месторождению выросли на 6%, увеличились они по всем залежам месторождения [5].

Дебиты нефти по Крапивинскому месторождению начинают понижаться после 2001 г. (таблица 3.5) Это обусловлено, как вступлением в разработку Южной залежи (Омская часть), где дебиты нефти были ниже средних по месторождению до 2005года, так и падением дебитов нефти по самой продуктивной Северо-Западной залежи, в связи с ростом обводненности продукции на 20 % в 2006 и 14 % в 2007 г. В 2009г. обводненность достигла 78 % [4].

Таблица 3.5– Основные показатели разработки Крапивинского месторождения

Год	Годовая добыча нефти тыс.т	Годовая добыча жидкости тыс.т	Обводн. %	Годовая закачка тыс.м3	Действ. фонд добыв. скважин шт.	Действ. фонд нагнетат. скважин шт.	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости т/сут
2000	52,4	53,2	1,5	19,5	7	1	34,4	35
2001	222,9	233,7	2,5	79,0	16	2	98,9	99,75
2002	710,0	750,1	5,8	98,2	17	1	119,6	126,75
2003	797,0	861,2	7,1	145,2	21	4	132,8	143,1
2004	1025,2	1289,5	19,9	1228,5	38	13	116,8	146,9
2005	1555,2	2247,2	36,6	2906,0	48	21	121,5	186,8
2006	1474,1	2713,9	54,3	3930,0	48	28	92,0	195,8
2007	1062,6	3076,7	65,5	4196,0	47	27	65,4	219,2
2008	930,0	3445,0	73,0	4250,0	49	27	68,5	220,3
2009	632,3	3159,6	78,0	4214	68	29	52,3	316,1

6 ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Основными ограничениями при фонтанном способе эксплуатации является:

- низкий газовый фактор ($26\text{ м}^3/\text{м}^3$);
- низкое давление насыщения (4 МПа);
- низкий коэффициент продуктивности по отдельным скважинам (менее $2\text{ м}^3/\text{сутки}\cdot\text{МПа}$).

Более подходящим способом эксплуатации для данных условий является механизированный способ добычи, тем более что здесь нет значительного вредного влияния газа на работу оборудования. Поскольку ни один из видов механической добычи не может сравниться по объемам перекачиваемой жидкости с УЭЦН, именно этот способ выбран в качестве основного на данном этапе разработки объектов нефтедобычи. Тем более, укомплектование погружного оборудования УЭЦН частотными преобразователями, позволяют реализовать плавное регулирование темпов отбора скважинной продукции.

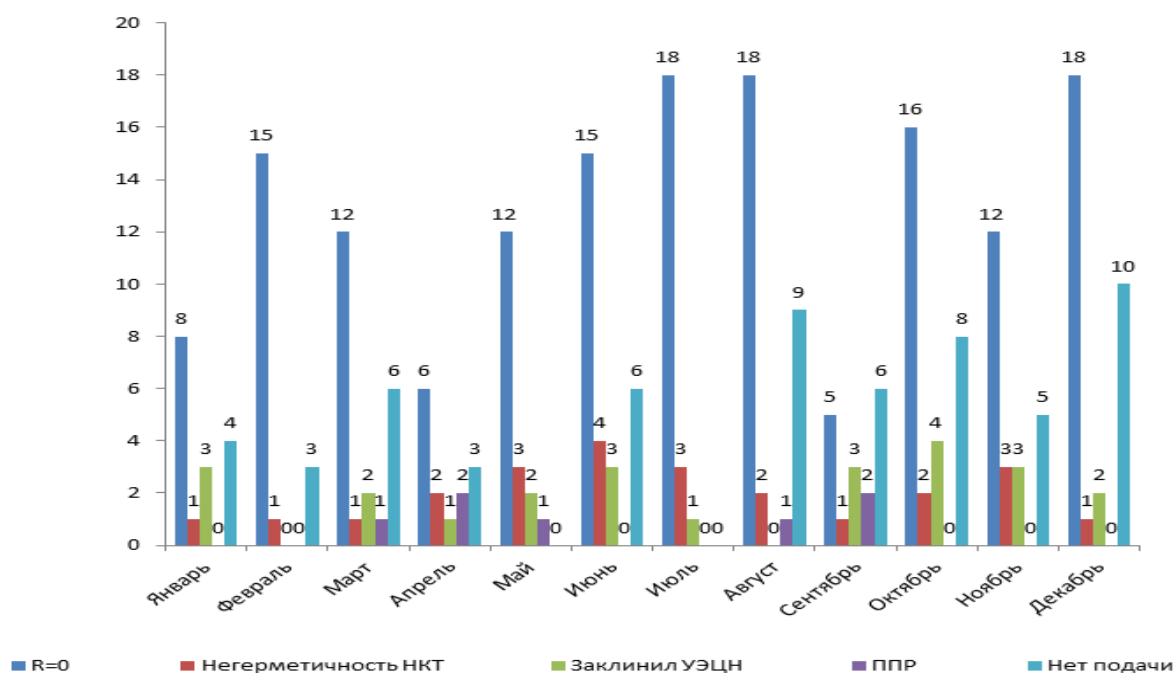


Рисунок 3.4 – Распределение отказов по ЦДНГ-10 за 2015 год

Анализ распределения отказов по ЦДН-10 за 2015 года (рисунке3.4) показывает, что большинство отказов установок электроцентробежных насосов связано с нулевым сопротивлением ($R=0$), негерметичности НКТ, а также нет подачи (негерметичность НКТ).



Рисунок 3.5 – Распределение по отказавшим узлам при $R=0$ в 2015 г.



Рисунок 3.6 – Распределение виновных сторон при $R=0$ в 2015 г.

За 2015 год 14 отказов по причине «необеспечен приток», 10 отказов из них при работе по программе автоматического повторного включения –

АПВ/ПКЭС. По отношению к предыдущему году количество отказов по причине «необеспечен приток» снизилось почти в 2,5 раза (33 отказа в 2012 году), что связано со своевременным переводом скважин в режим АПВ/ПКЭС при увеличении отказов по R=0 в 2015 году на 26 %.

Анализ отказов по «нет подачи» и «негерметичность НКТ»

Причины увеличения отказов по «негерметичность НКТ», «нет подачи»:

Основной причиной роста количества отказов связан с переходом на использование НКТ марок «М» и «N-80» 73 мм заводов-изготовителей ОАО «ПНТЗ» и ОАО «СинТЗ» в 2013г.:

– средняя наработка на отказ по НКТ 73 мм марки «N-80» (ОАО «СинТЗ») – 104 суток, (ОАО «ПНТЗ»)– 198суток;

– средняя наработка на отказ по НКТ 73 мм марки «М» (ОАО «СинТЗ») – 175суток, (ОАО «ПНТЗ»)– 76суток.

Основные причины отказов по НКТ с наработкой менее 365 суток:

– внутренняя коррозия, сквозные отверстия в НКТ, промытость резьб ниппеля.

Постоянное отсутствие новой НКТ в ЦДНГ приводит к необходимости использования НКТ с малым остаточным ресурсом и большим количеством спуско-подъемных операций.

Предпринимаемые меры для снижения отказов по негерметичности НКТ:

– проверка знаний у бригад подземного ремонта скважин по работе с калибрами;

– выездные проверки представителей службы супервайзинга и инженерно-технических работников ЦДНГ-10;

– калибровка не менее 20 % НКТ на спуске УЭЦН;

– укомплектование УЭЦН датчиками ТМС для ежедневного мониторинга показаний давления на приеме насоса.

Выводы:

Основной рост отказов по НКТ с наработкой до 365 суток, что косвенно свидетельствует о новой некачественной НКТ. Предпринимаемые меры не позволяют снизить количество отказов по НКТ по причине перехода на использование НКТ более низкого качества, а также постоянное отсутствие новой НКТ в ЦДНГ, что приводит к необходимости использования НКТ с малым остаточным ресурсом и большим количеством спуско-подъемных операций.

Анализ отказов по R=0

Причины увеличения отказов по R=0:

1. Рост отказов по причинам «Брак ремонта гидрозащиты», «Брак ремонта ПЭД»

2. Наметилась негативная тенденция к увеличению полетов по газосепаратору

3. Увеличение количества отказов связано с отсутствием возможности производить мониторинг скважин работающих в режиме КЭС/АПВ с применением ЧРП Эл-05 старой версии завезенных со Стрежевского региона в конце 2011г. – начале 2012г.:

запуски/остановки не выходят на ТМ (при зависании контроллера происходит до 20 запусков/остановок в минуту, что приводит к отказу ЭПО через 1–2 часа);

несовместимость с погружными датчиками ИРЗ, БСТ, ХТ-0 , что не позволяет устанавливать уставки по давлению и температуре.

Повышенная загрузка и температура ПЭД в связи с отсутствием фильтров гармоник на выходе частотно-регулируемого привода.

Неисправность БСИ и остановки при считывании не позволяет считывать информацию с частотно-регулируемого привода и производить анализ работы ЭПО.

Спонтанные остановки по ЗП при загрузке ПЭД не более 85 % и отсутствии осложнений по выносу механических примесей.

4. Увеличение фонда скважин с частотно-регулируемого привода принадлежности ТН со сроком использования 10 лет и более, ТМПН 30 лет и более в следствие выполнения мероприятий ПТО по снижению затрат за использование НЭО подрядной организации SLB применяющей НЭО со сроком использования не более 7-ми лет, обладающей высокой надежностью и укомплектованных фильтрами гармоник. Особенностью старого НЭО являются частые выходы из строя, что приводит к простоям скважин, как следствие внутрисуточные потери и дополнительным «синтетическим» нагрузкам ПЭД до 25 %, как следствие повышенное энергопотребление, невозможность поднятия частоты для максимального использования потенциала скважин и повышение вероятности преждевременного отказа электронной части программного обеспечения.

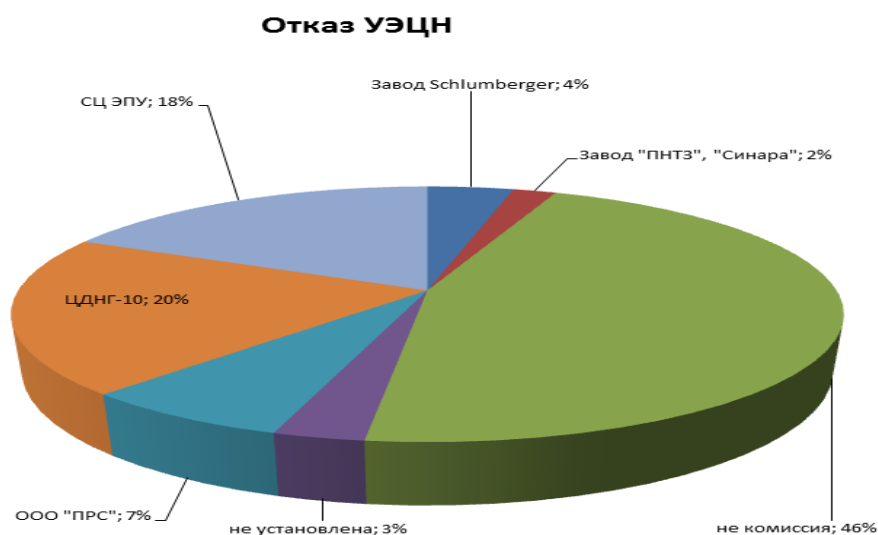


Рисунок 3.7 –Распределение виновных сторон в отказах УЭЦН за 2015г по ЦДНГ-10

Основная доля отказов приходится по вине СЦ ЭПУ и ЦДНГ-10.

Детализация отказов

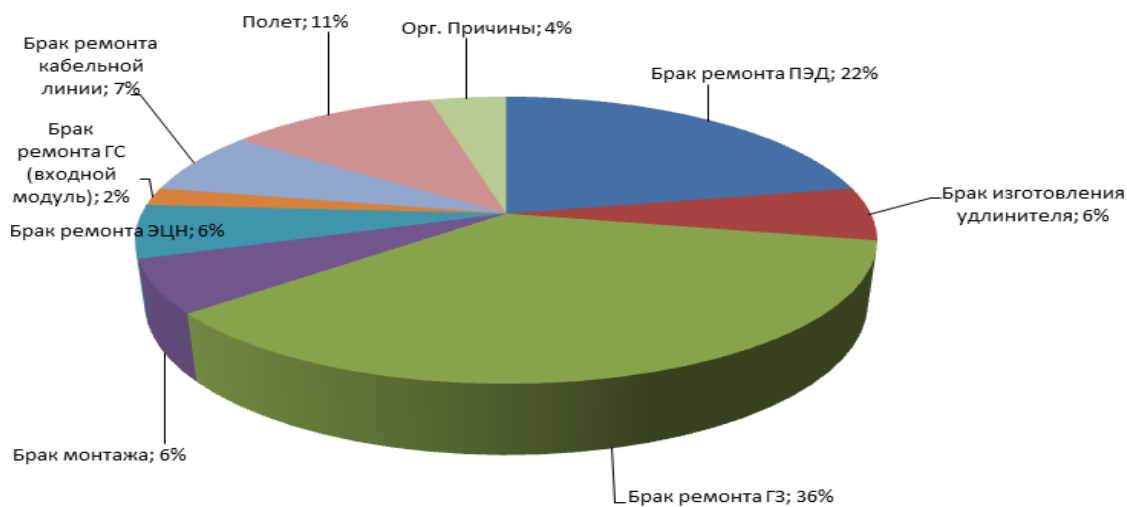


Рисунок 3.8 – Детализация причин по вине СЦ ЭПУ

Большинство отказов связано с браком ремонта газосепаратора (ГЗ), погружного электродвигателя, а также полет.

Детализация отказов

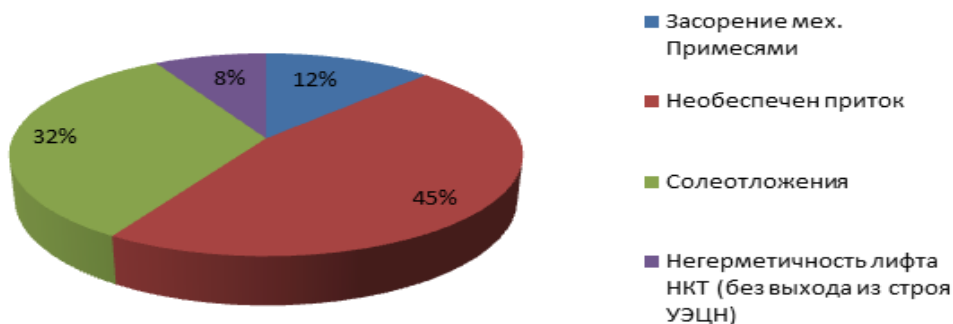


Рисунок 3.9 – Детализация причин по вине ЦДНГ

Большинство отказов по вине ЦДНГ связано с необеспечением притока, а также солеотложения.

Основные причины падения межремонтного периода (K_{np}) по ЦДНГ-10:

Снижение K_{np} обусловлено интенсивным отбором и недостаточной компенсацией, так как не полностью сформирована система поддержания пластового давления. Не своевременный перевод проектных нагнетательных скважин в систему поддержания пластового давления. Отставание от графика

перевода план/факт в среднем составляет 1–2 месяца. В следствие снижения K_{np} происходит смещение рабочей точки за пределы левой границы расходно-напорных характеристик УЭЦН и снижения дебита охлаждения ПЭД, что влечет риск преждевременного отказа.

Отсутствие гидродинамических исследований скважин (спуск гироскопа, плотномера, определение скорости звука). Как следствие отсутствие вышеперечисленных исследований приводит к некорректной интерпретации динамических уровней (осложнение при контроле за эксплуатацией УЭЦН, ошибки в расчете методом переменных давлений).

Наличие скважин работающих в один коллектор, по причине несвоевременного перевода скважин с отработкой на нефть в фонд поддержания пластового давления, не позволяет определять суточный дебит скважины и достоверно корректировать работу скважины в рекомендуемой рабочей зоне заводом изготовителем, а также предпринимать меры по предотвращению незапланированных остановок (отказов).

Поставка партии не качественной НКТ (НКТ 73 мм марка М, N-80 ОАО «ПНТЗ», ОАО «Синарский трубный завод»), которая привела к отказам ЭПО с наработкой менее 180 суток. Основной рост отказов по НКТ марки N-80, М с наработкой до 365 суток, что косвенно свидетельствует о новой некачественной НКТ. Количество отказов с наработкой более 365 суток стабильно – отказы с НКТ прежних заводов марки Е, К. Предпринимаемые меры не позволяют снизить количество отказов по НКТ по причине перехода на использование НКТ более низкого качества, а также постоянное отсутствие новой НКТ в ЦДНГ приводит к необходимости использования НКТ с малым остаточным ресурсом и большим количеством спуско-подъемных операций. Отсутствие нового ЭПО, наличие которого бы способствовало к снижению отказов по вине СЦ ЭПУ, связанных с браком ремонта ПЭД (22 %), ГЗ (36 %).

7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

7.1 Применение погружного кабеля повышенного сечения в схеме питания установки электроцентробежного насоса

Наиболее энергоемкими направлениями в добыче нефти по нефтяным компаниям России являются: процессы механизированной добычи жидкости из скважин (55–62 %); система поддержания пластового давления (22–30 %); подготовка, транспорт нефти и газа (8–20 %).

На сегодняшний день доля затрат на электроэнергию в общих затратах на добычу нефти в обществе составляют примерно 22–23 %.

На подъем жидкости из скважин механизированным способом затрачивается 60–61 % от общего энергопотребления предприятия.

Основной способ добычи в ОАО «Томскнефть» ВНК – механизированный с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Структура потребления электроэнергии по технологическим процессам ОАО «Томскнефть» ВНК в целом соответствует средним показателям среди нефтяных компаний. На 2015 год запланирована экономия 4,3 %.

Поэтому необходимо рассмотреть вопрос оптимизации работы УЭЦН, снижение потери мощности, потери напряжения в схеме питания ПЭД УЭЦН.

От длины и сечения кабеля зависят потери электроэнергии в нем и КПД установки.

Расчет полных потерь мощности в погружном кабеле рекомендуется начать с определения коэффициента поверхностного эффекта:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} = \frac{0,0949^2}{192 + 0,8 \cdot 0,0949^2} = 4,69 \cdot 10^{-5}, \quad (7.1)$$

$$\text{где } x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R'} \cdot 10^{-7} \cdot k_s = \frac{8 \cdot \pi \cdot 58}{0,0015} \cdot 10^{-7} \cdot 1 = 0,0949,$$

f – частота сети, Гц;

k_s – коэффициент выведенный экспериментально [15], $k_s=1$.

Коэффициент эффекта близости для трехжильных кабелей:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27} \right] = \quad , \quad (7.2)$$

$$= \frac{0,0759^2}{192 + 0,8 \cdot 0,0759^2} \cdot \left(\frac{4,5}{11}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{4,5}{11}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{0,0759^2}{192 + 0,8 \cdot 0,0759^2} + 0,27} \right] = 2,234 \cdot 10^{-5}$$

где $x_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R} \cdot 10^{-7} \cdot k_p = \frac{8 \cdot \pi \cdot 58}{0,0015} \cdot \leq 10^{-7} \cdot 0,8 = 0,0759$;

s и d_c – данные из паспорта погружного кабеля.

Затем определяется сопротивление жилы постоянному току при максимальной рабочей температуре, Ом/м.

$$R' = R_0 \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] = 0,00115 \cdot [1 + 0,0042(100 - 20)] = 0,0015, \quad (7.3)$$

где $\alpha_{20}=0,0042$ 1/°C и R_0 – данные из данных паспорта погружного кабеля [16].

$$R = R' \cdot (1 + 1,5 \cdot (y_s + y_p)) = 0,00115 \cdot (1 + 1,5 \cdot (4,69 \cdot 10^{-5} + 2,234 \cdot 10^{-5})) = 1,2019 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/м} \quad (7.4)$$

Полное сопротивление кабеля на примере скважины № 1301 (28 куст)

Крапивинского месторождения

$$R_{\text{каб}} = R \cdot l = 0,0012019 \cdot 3109 = 3,737 \text{ Ом} \quad (7.5)$$

где l – длина погружного кабеля из паспорта скважины.

Определяется фактический фазный ток обмотки высокого напряжения трансформатора с учетом потерь в трансформаторе:

$$I_{\text{втмтн}} = \frac{I_{\text{нтмтн}} - \frac{S_T}{U_{\text{нтмтн}}}}{n} = \frac{71,8 - \frac{900}{392}}{3,2} = 21,6 \text{ А}, \quad (7.6)$$

где $I_{\text{нтмтн}}$, $U_{\text{нтмтн}}$ – данные из протокола измерений.

Определяются активные потери в кабеле:

$$P_a = 3 \cdot I_{\text{вн.т.лн}}^2 \cdot R_{\text{каб}} = 3 \cdot 21,6^2 \cdot 3,737 / 10^3 = 5,23 \text{ кВт}. \quad (7.7)$$

Определяется емкость для круглых жил:

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_1}{d_c}\right)} \cdot 10^{-9} = \frac{2,3}{18 \cdot \ln\left(\frac{8,9}{4,5}\right)} \cdot 10^{-9} = 1,87 \cdot 10^{-10} \text{ Ф/м}, \quad (7.8)$$

где ε , D_1 , d_c – данные из паспорта погружного кабеля.

Определяются диэлектрические потери на единицу длины кабеля

$$W_d = \omega \cdot C \cdot U_{\text{вн.т.лн}}^2 \cdot \text{tg} \delta = 364,4 \cdot 1,87 \cdot 10^{-10} \cdot 1244^2 \cdot 0,001 / 10^3 = 1,059 \cdot 10^{-7} \text{ кВт}, \quad (7.9)$$

где, $\omega = 2\pi f$, $\text{tg} \delta$ – справочные данные.

Диэлектрические потери на всю длину кабеля:

$$P_d = W_d \cdot l = 1,059 \cdot 10^{-7} \cdot 3160 = 0,0003 \text{ кВт}, \quad (7.10)$$

Общие потери на погружном кабеле скважины № 1301 Крапивинского месторождения составят:

$$P_{\text{нк}} = P_a + P_d = 5,23 + 0,0003 = 5,2303 \text{ кВт}, \quad (7.11)$$

Результаты расчетов потерь в погружном кабеле приведены на рисунках 7.1 и 7.2.

скв.	Куст	ТМГН	СУ	Нсп	ПЭД	ЭЦН	Іраб	Іном	Uотп	Частота	сечение	Ржилы, Ом	Потери сумм.в КЛ, кВт	Рустано вки, кВт	%
1301	28	100КВА	Титан 200кВа	3109	45L 38-116	D150EZ	21,6	26	1206	57,5	16	3,736707 1	5,23	36	15
1326	28	412КВА	Электон-05/630	2570	90L 75-116	D700EZ	27	32	1886	54	16	3,088883	6,76	70	10
1518	7	520кВа	SS2K 454кВа	3350	51L 43-116	D285EZ	20	26	1778	56,5	16	4,026365	4,83	49	10
390	4	630КВА	SS2K 454КВА	3133	Dominator 456ser	DN1750	63,1	78,5	2917	55	16	3,765552 7	44,98	255	18
809	26	700КВА	Centr 1000кВа	3124	145L 120-116	D1375EZ	38,8	41	2811	52	16	3,754735 6	16,96	151	11
208	2	980КВА	SWD 1200кВа	2663	Dominator 562 ser	GN10000	115	131	4640	60	33	1,412196 97	56,03	739	8
211	2	980КВА	SW 1200кВа	2501	562 ser 900л.с. Dominator	GN10000	142	178	4261	56	33	1,326287 879	80,23	837	10
216	1	980КВА	SW 1200кВа	2491	562ser	GN10000	108	131	4575	60	33	1,320984 848	46,22	684	7
224	1	980КВА	REDA 1200кВа	2688	Dominator 562 cep	SR8500	99,2	131	4640	55,5	33	1,425507 576	42,08	637	7
316	6	100КВА	titan 700КВА	3214	51L1 43-116	D285EZ	22,8	26	1338	58,5	16	3,862906 6	6,02	42	14
71	2	100КВА	Титан 410кВа	2870	45L 38-116	D285EZ	24,3	26	1170	56,5	16	3,449453	6,11	39	16
607	4	665КВА	Titan 518кВа	3098	456ser 216л.с. Dominator	DN1750	44,4	55,5	2920	57	16	3,723486 2	22,02	179	12
628	7	404КВА	Титан 518 кВа	3075	144L 120-116	D1375EZ	38,6	41	2680	56	16	3,695842 5	16,52	143	12
22	1	1000КВА	REDA 1200кВа	2510	Dominator 562ser	GN10000	113	145,5	4147	59	33	1,331060 606	50,99	649	8

Рисунок 7.1 –Результаты энергоаудита скважин Крапивинского месторождения

№ Куста	№ скв.	ЭЦН	Мощность ПЭД	Мощность ТМПН,кВА	длина КЛ	Сечение КЛ	Удельное сопротивление Ом/км	Сопротивление жилы, Ом	Суммарные потери в КЛ, кВт	Отношение потерь в КЛ к мощности, %
1	3	Э-79	45	160	1700	3*16	1,2019	2,04	2,12	4
20	906	Э-100	63	300	1810	3*16	1,2019	2,18	2,69	4
6	106	Э-44	28	100	1940	3*16	1,2019	2,33	3,20	11
3	216Р	Э-240	125	250	1855	3*16	1,2019	2,23	14,46	8
3	225	Э-199	90	300	1690	3*16	1,2019	2,03	4,88	6
3	226Р	Э-160	56	100	1680	3*16	1,2019	2,02	6,40	9
3	232	Э-280	140	400	1830	3*16	1,2019	2,20	18,53	10
20	902	Э-125	80	400	2630	3*16	1,2019	3,16	5,46	6
2	442	Э-500	250	250	2290	3*25	0,743	1,70	34,46	7
2	472	Э-125	63	250	2290	3*16	1,2019	2,75	2,80	4
2	474	Э-500	180	400	1870	3*16	1,2019	2,25	23,08	10
25	482	Э-30	22	100	1950	3*16	1,2019	2,34	2,62	14
25	484	Э-700	270	900	1900	3*16	1,2019	2,28	22,97	10
25	492	Э-280	180	250	2045	3*25	0,743	1,52	13,10	6
2	534	Э-700	250	900	1930	3*25	0,743	1,43	15,38	5
2	542	Э-400	150	160	1920	3*16	1,2019	2,31	14,33	10
2	554	Э-125	45	160	1690	3*16	1,2019	2,03	3,87	6
8	642	Э-125	63	250	1690	3*16	1,2019	2,03	3,93	4
8	697	Э-79	40	100	1780	3*16	1,2019	2,14	3,11	6
6	112	Э-60	32	100	1940	3*16	1,2019	2,33	2,58	8

Рисунок 7.2 –Результаты энергоаудита скважин Южно-Черемшанского месторождения

Для расчета по результатам обследованных скважин (таблица 7.1) при использовании кабеля большего сечения зададимся рядом установок скважин Южно-Черемшанского нефтяного месторождения.

Таблица 7.1– Установки Южно-Черемшанского месторождения

Куст	№ скважины	ЭЦН	Потери в кабеле, кВт
3	216Р	Э-240	14,46
3	232	Э-280	18,53
2	474	Э-500	23,08
2Б	484	Э-700	22,97
2	542	Э-400	14,33

Данные установки комплектуются погружным кабелем сечением КППП 3×16 мм². При существующем режиме работы суммарные потери мощности составляют 93,37 кВт, при годовой наработке 8760 час суммарное потребление электроэнергии составит 817921 кВтч/год.

При комплектации указанных установок погружным кабелем сечением 3×25 мм² суммарные потери мощности составят 57,72 кВт или 505627 кВтч/год.

Для расчета по результатам обследованных скважин (таблица 7.2) при использовании кабеля большего сечения зададимся рядом установок скважин Крапивинского, Западно-Моисеевского нефтяного месторождения.

Таблица 7.2– Установки Крапивинского, Западно-Моисеевского месторождений

Куст	№ скважины	ЭЦН	Потери в кабеле, кВт
4	390	DN1750	44,98
28	1301	D150EZ	5,23
6	316	D285EZ	6,02
2	71	D285EZ	6,11
4	607	DN1750	22,02
7	628	D1375EZ	16,52

Данные установки комплектуются погружным кабелем сечением КППП 3×16 мм². При существующем режиме работы суммарные потери мощности составляют 100,88 кВт, при годовой наработке 8760 час суммарное потребление электроэнергии составит 883708 кВтч/год. При комплектации указанных установок погружным кабелем сечением 3×25 мм² суммарные потери мощности составят 62,37 кВт или 546 361 кВтч/год.

7.1.1 Расчет экономической эффективности

Проведем расчет экономического эффекта. Для ориентировочного расчета экономического эффекта при использовании кабеля большего сечения зададимся данными: Южно-Черемшанского, Крапивинского, Западно-Моисеевского нефтяных месторождений (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Расчет экономического эффекта

Наименование	Единица измерения	Южно-Черемшанское			Крапивинское, Западно-Моисеевское		
		3×16	3×25	отклонение	3×16	3×25	отклонение
Исходные данные							
Наработка в год	час	8 760	8 760	0	8 760	8 760	0
Удельные потери	кВт	93,37	57,72	-36	100,88	62,37	-39
Суммарные потери в год	кВтч	817 921	505 627	-312 294	883 709	546 361	-337 348
Стоимость кВтч	руб.	2,56	2,56	0	2,56	2,56	0
ВВП кабеля	руб.сут	440	500	60	440	500	60
Количество скважин	шт.	5	5	0	6	6	0
Изменение затрат	тыс.руб.	2896	2206	-690	3225	2493	-732
Потери электроэнергии в год	тыс.руб.	2093	1294	-799	2261	1398	-863
Затраты на ВВП кабеля	тыс.руб.	803	912,5	110	963,6	1095	131
Экономический эффект	тыс.руб						1422

Ориентировочная экономия электроэнергии (по 11 скважинам) при тарифе 2,56 руб./кВтч составит: $649642 \times 2,56 \text{ руб./кВтч} = 1\,663\,083,52 \text{ руб./год}$.

Увеличение затрат на ВВП кабеля большего сечение составит 241 тыс. руб/год. Рассчитанная экономия от внедрения только по 11 скважинам составила 1422тыс. руб. за 1 год.

Вывод:

Применение кабеля большего сечения в схеме питания УЭЦН приведет к экономии электроэнергии, а также положительным образом повлияет на надежность электроснабжения установки в целом. Сопротивление данного элемента снизится и обеспечит напряжение питания ПЭД, достаточное для его стабильной работы, даже при незначительных колебаниях питающего напряжения в электросети, что позволяет сократить количество аварийных остановок и, как следствие, потери нефти.

7.2 Применение установок электроцентробежных насосов с вентильным приводом

Средняя установка ЭЦН имеет низкий показатель КПД. На примере установки 5А-500-2000 КПД составляет всего 39 %, таким образом, 61 % электроэнергии, потребляемой при эксплуатации УЭЦН, тратится вхолостую – на обогрев окружающей среды, вибрацию, износ и т. д.

Потери электроэнергии мы наблюдаем по всем узлам установки, но самая большая часть происходит в основном в двух элементах установки (рисунок 7.3): погружном насосе (преобразование механической энергии в гидравлическую) – 29 % и электродвигателе (преобразование электрической энергии в механическую) – 13 % [9]. В общем виде конструкция УЭЦН с погружным электродвигателем и вентильным двигателем (ВД) показана на рисунке 7.4.

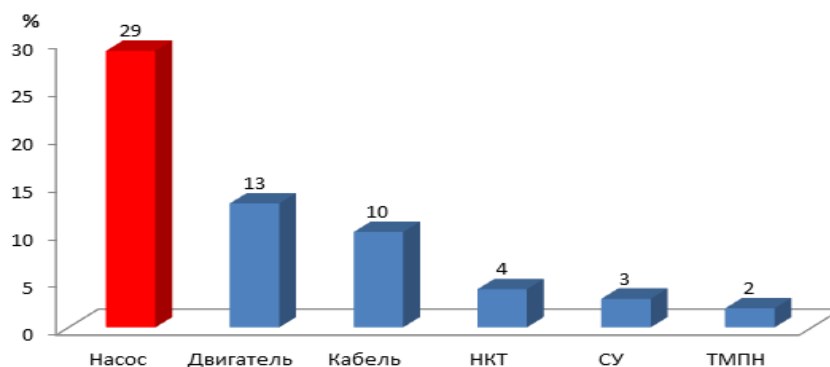


Рисунок 7.3 – Потери электроэнергии по узлам установки

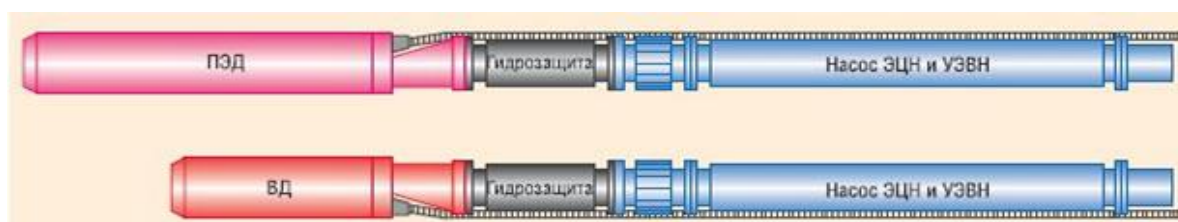


Рисунок 7.4 – УЭЦН с погружным электродвигателем и вентильным двигателем

Вентильные (двигатели на постоянных магнитах), принципиально отличаются от асинхронных другим уровнем КПД. Так, если в 117 габарите у асинхронного двигателя КПД 84 %, то у вентильного – 92 %.

ЗАО «НОВОМЕТ–Пермь» наиболее явно продвинулся среди производителей энергоэффективного подземного оборудования. Мощности их завода позволяют выпускать действительно качественное оборудование, поставки их нефтепромыслового оборудования уже выходят на мировой уровень, поставки осуществляются в Сербию, Египет, Сирию, Индию.

7.2.1 Экспериментальная часть

Экспериментальные установки производства ЗАО «Новомет–Пермь» были спущены на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК:

- 652 (Крапивинское) – в работе с 01.10.14г (текущая наработка 213сут):
- 1380Б (Вахское) – с 02.09.14г (текущая наработка 270 сут):
- 802 (Крапивинское) – с 30.01.15г (текущая наработка 120 сут).

Изменение конструктивного исполнения рабочих ступеней насоса, применение вентильных электропогружных электродвигателей является

прогрессивным решением в механизированной добыче нефти. Как мы видим на примере УЭЦН 5А-500-2000, размер энергоэффективной установки в два раза меньше, работа на повышенных оборотах, более высокие показатели КПД, как следствие меньшее энергопотребление.

Из-за того что новая установка работает на высоких оборотах и были разработаны новые рабочие ступени насоса, что позволило добиться износостойкости даже в таких режимах работы (рисунки 7.5 и 7.6).



Рисунок 7.5– Сравнение параметров серийной и энергоэффективной установки 5А-500-2000

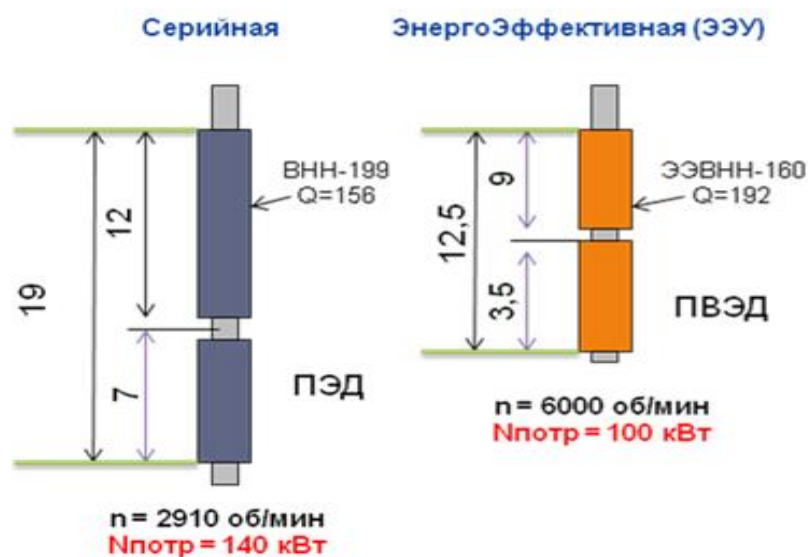


Рисунок 7.6 – Фактическое сравнение серийной и энергоэффективной установки примененной в скважине №1380Б

Также стоит упомянуть, что ЭЭУЭЦН снабжается Вентильным двигателем, у которого есть помимо более высокого КПД еще одно преимущество перед асинхронными ПЭД, гибкая регулировка подачи жидкости (частоты вращения). То есть это позволит реагировать на возможные изменения притока жидкости с пласта, тем самым производить отбор жидкости максимально эффективно.

Фактическое сравнение Серийной и Энергоэффективной установок спущенных в скважине №1380Б показало, что действительно ЭЭУЭЦН обладает меньшими габаритами, потребляемая мощность меньше, возможностей больше, как видим раскрученный ЭЭУЭЦН фактически работает на оборотах 6000, дебит 192, это стало возможным за счет конструктивных особенностей рассматриваемой установки.

Все три энергоэффективных УЭЦН находятся в стабильной работе.

Первый комплект вовлечен в испытания повторно после устранения ошибки завода (насос был укомплектован газосепаратором, чего не предусматривает комплектация).

7.2.2 Расчет экономической эффективности

Замеры потребления электроэнергии проводились несколько раз на каждой скважине с обычной и энергоэффективной установкой.

Суммарно три установки за год работы экономят 2 019 тыс. руб. при стоимости электроэнергии 2,98 руб. кВт·час. Что полностью окупает их стоимость по сравнению с обычной установкой и позволяет экономить $2019 - 1729 = 290$ тыс. рублей в год.

При дальнейшем удорожании электроэнергии экономия будет более явной, но и на данный момент результаты положительные.

Плюс ко всему все три установки дали больший дебит нефти по сравнению с обычными УЭЦН, суточный дебит на скважине 802, Крапивинского месторождения изменился с 9 до 12. На скважине 1830Б, Вахского дебит нефти увеличился, с 9 до 11. На скважине 652 Крапивинского с

3 до 5, за год работы при текущем дебите получаем 2550 тысяч тонн дополнительно добытой нефти, что при стоимости 6,7 тысяч рублей за тонну, дает 17 миллионов дополнительной прибыли.

Выводы:

- Отмечено фактическое снижение энергопотребления в среднем на 20–30 %.
- Отмечена возможность гибкой регулировки частоты вращения ВЭД, что позволило увеличить добычу жидкости/нефти.
- Фактически уменьшенные габариты, металлоемкость, что как следствие, в будущем должно привести к снижению стоимости ремонта.
- Отмечена положительная экономика, как за счёт снижения электропотребления, так и за счёт полученных приростов по нефти.
- Определить дополнительно перспективные скважины (кандидаты на заглубление и достижение потенциалов).

7.3 Повышение наработки ЭПО путем применения защитного дополнительного оборудования включаемого в состав УЭЦН

Кожух для электродвигателя «КЭ5-124» (рисунок 7.7), производства ОАО «Алнас», предназначен для обеспечения охлаждения электродвигателей габарита 103 мм при их эксплуатации в скважинах внутренним диаметром обсадных колонн не менее 130 мм и в скважинах, где из-за большого внутреннего диаметра обсадных колонн, скорость потока пластовой жидкости омывающей электродвигатель, не обеспечивает достаточное охлаждение его. Кожух предназначен для работы в составе установок УЭЦН с насосами только 5 габарита, с подвеской на входной модуль прошедший специальную доработку.



Рисунок 7.7 – Внешний вид кожуха электродвигателя КЭ5-124-10МВ

Цель установки кожуха – возможность эксплуатации УЭЦН в скважинах, где требуемое количество жидкости для охлаждения ПЭД недостаточно, либо в скважинах с возможностью эксплуатации УЭЦН ниже интервала перфорации. Данный анализ проведен в разрезе комплектации кожухом для снижения негативного влияния недостаточного охлаждения ПЭД.

Для правильной эксплуатации «УЭЦН + кожух электродвигателя», необходимо соблюдать требования завода изготовителя, для чего все производители обеспечивают технический персонал таблицами комплектации.

Полное условное обозначение кожуха при заказе КЭ5-124-XXМВ, где КЭ – кожух электродвигателя; 5 – габарит насоса; 124 – внешний диаметр кожуха; XX – условная длина кожуха в метрах (длина каждой секции кожуха); МВ – подвеска кожуха на входной модуль. Внутренний диаметр корпуса – 115,4 мм.

Конструкция кожуха обеспечивает надежное крепление и исключение забора жидкости сверху кожуха, для чего на входном модуле предусмотрен уплотнительный пояс (рисунок 7.8). Данный модуль может быть смонтирован с газосепараторами, диспергаторами, а так же без них. Единственное требование

для монтажа с газосепараторами диспергаторами – допуск на присоединение входного модуля и совпадения по крепежным узлам.



Рисунок 7.8 – Уплотнительный пояс

Конструкция нижнего основания кожуха представлена резьбой 73 мм и позволяет использовать дополнительное оборудование.

7.3.1 Анализ работы оборудования

Всего на фонде скважин ЦДНГ-10, УЭЦН с кожухом работали 17 скважин (рисунок 7.9) и положительный эффект наблюдается на 3 из них, еще у 8 – эффект ожидается (скважины укомплектованные кожухами в работе, до установки кожуха отказы по ГТМ –15шт., R-0 –15шт. (Каб – 7шт., ПЭД – 8 шт.), НП –10шт., ППР – 9шт. Клин – 3шт. На фонде скважин ЦДНГ-9, УЭЦН с кожухом работали на 60 скважинах (рисунок 7.10) и положительный эффект наблюдается на 27 из них. Для подсчета эффективности учитывался МРП до установки кожуха и после установки. Но эффективность фактически выше т. к. в комплектах с кожухами частыми были отказы по не герметичности НКТ, ППР, ГТМ и в части скважин на данный момент работают комплекты с кожухом. Основной причиной установки кожуха можно назвать отказы УЭЦН по R-0 при перегреве ПЭД[13].

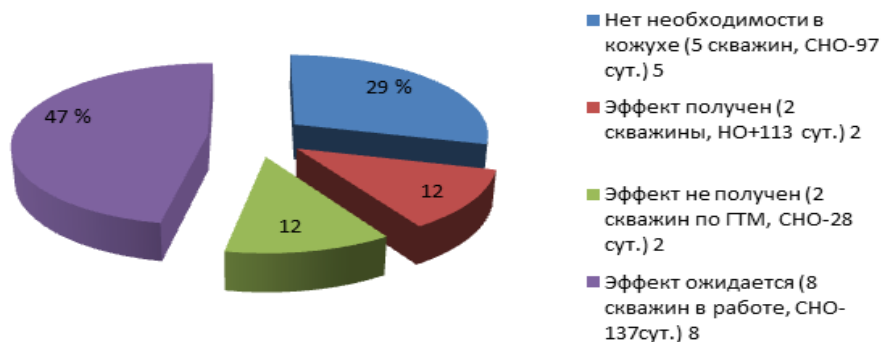


Рисунок 7.9 –Эффективность работы электродвигателей с кожухом на ЦДНГ-10



Рисунок 7.10 – Эффективность работы электродвигателей с кожухом на ЦДНГ-9

7.3.2 Дополнительное оборудование

Модуль отсеечения механической примеси

Для снижения негативного влияния механической примеси предлагается использовать модуль отсеечения механической примеси (рисунок 7.11).

Выполнен в НКТ 73 мм с отверстиями для забора жидкости. Низ модуля представлен ниппелем для комплектации предохранительной заглушкой, пробкой, либо наращиванием НКТ для увеличения кармана осадконакопления. Красными стрелками на рисунке показан режим течения жидкости. Принцип работы механического отсекателя основан на том, что при изменении

направления течения пластового флюида, механическая примесь за счет своего веса будет оседать в карман осадконакопления.

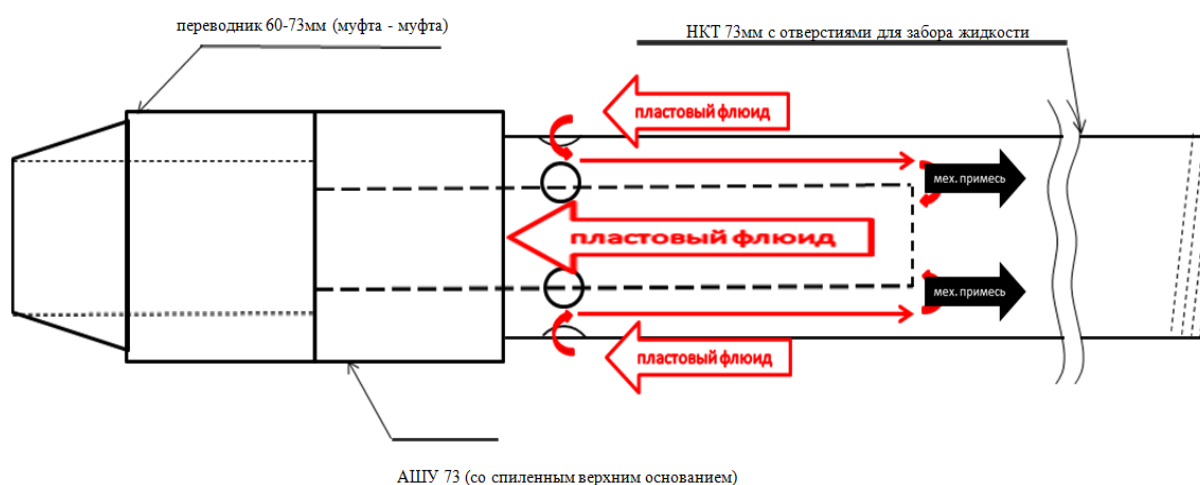


Рисунок 7.11 – Модуль отсека механических примесей

Хвостовик кожуха электродвигателя

Для эксплуатации УЭЦН ниже или в интервале перфорации предлагается использовать хвостовик из НКТ 60 мм, с перфорируемой НКТ в компоновке (рисунок 7.12). Это позволит достичь более низкого забойного давления, что в свою очередь позволит создать большую депрессию на пласт, увеличить отбор жидкости, позволит выйти на расчетный режим. Вышесказанное применимо к скважинам находящимся в фонде АПВ и холодное время года не эксплуатируемых. Ограничение веса на кожухе для установки дополнительного оборудования, по ТУ 3665-021-12058737-2007 составляет 800 кг. Для хвостовика предлагается использовать НКТ 60 мм, вес которой составляет 6,95 кг на 1 погонный метр. И производить спуск на интервал перфорации, либо до 1 м от текущего забоя. С обязательным учетом инклинометрии скважины, максимальный угол наклона в зоне подвески 3 минуты на 20 метров. С учетом вышесказанного можно сделать вывод, что максимальная длина хвостовика составит около 100 метров. Так же предлагается использовать хвостовик для скважин законченных хвостовиками 114 мм и 101,6 мм на которых не были достигнутые расчетные параметры. Это

позволит работать ниже расчетного Нд, за счет всасывания потока жидкости через хвостовик, создать депрессию на пласт, увеличить отбор жидкости.

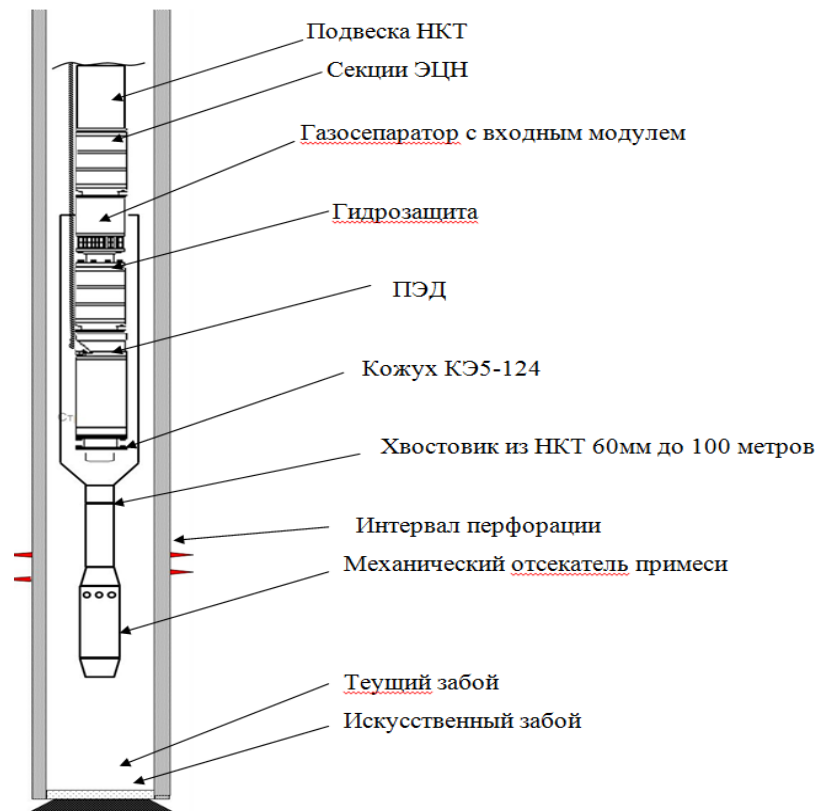


Рисунок 7.12 – Эскиз комплектации кожуха КЭ5-124 с хвостовиком и модулем отсечения примеси

Расчет экономического эффекта показан в таблице 7.4.

Таблица 7.4 –Расчет экономического эффекта

Месторождение	Скважина	Куст	Тип насоса, напор	$H_{ст}$	Нсп. макс с учетом кривизны	Т.з.	И.П. верхний	И.П. нижний	Режим			Программа АПВ по таймеру	Наработка	длина хвостовика (с учетом МОП), м	H_{max} забора жидкости (с учетом $H_{сп. макс}$ и хвостовика), м
									$Q_{жв}$ м ³ /сут	$Q_{нп}$ м ³ /сут	%				
Крапивинское	1777	129	Э-25-1314	1638	1700	2382	1873	1883	8	3,4	50	3р/9н	151	100	1820
Крапивинское	311	31	Э-80-2054	2561	2561	3028	2959	2963	30	1,3	95	6р/18н	131	100	2681
Крапивинское	1409	39	Э-25-2516	2624	2680	2820	2797	2801	24	17,3	14	20р/4н	177	100	2800
Крапивинское	1411	39	Э-60-2324	2721	2900	3072	3027	3030	10	5,2	38	3р/21н	401	100	3020
Игольское	2602	20	Э-60-2334+пакер	2581	2600	2812	2800	2805	12	4	60	2р/3н	54	100	2720
Игольское	1601	56	Э-20-2200	2560	3400	3467	3438,7	3445,7	9	4,5	41	12р/12н	882	40	3460
Игольское	1901	62	Э-25-2497	2629	2629	2852	2832,8	2837,6	11	5,5	41	18р/6н	170	100	2749
Игольское	2707	54	Э-50-2694	2970	3200	3307	3275	3282	20	9,7	42	18р/6н	187	100	3320
Игольское	3004	51	Э-25-2732	2960	3040	3126	3084	3091,4	7	0,1	98	9р/15н	49	60	3120

По вышеуказанным скважинам средний дебит составляет: 3,4 т\сут. по ЦДНГ-10 и 6,5 т\сут. по ЦДНГ-9. По фонду ЦДНГ-9 на зимнюю консервацию останавливают скважины с обводненностью 60 % и выше (5 скважин со средним дебитом 2,2 т\сутки). Установка хвостовика позволит вывести время работы в АПВ.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующий вывод при применении кожуха электродвигателя:

1) Средний рост МРП по фонду скважин ЦДНГ-10, составил 140 суток. Средний рост МРП по фонду скважин ЦДНГ-9 составил 98 суток.

2) Сохраняется необходимость в использовании модернизированной предохранительной заглушки, для предотвращения осложнений при ликвидации аварии в скважинах законченных горизонтальным бурением.

3) При комплектации механическим отсекателем примеси, возможно значительно увеличить МРП на скважинах, где основной причиной является заклинивание трансмиссии УЭЦН.

4) Используя компоновку «кожух и хвостовик», за счет снижения забойного давления, и как следствие увеличения депрессии на пласт можно вывести скважины из фонда АПВ, достичь увеличения дебита скважин. А также для скважин после ЗБС не достигших расчетного режима. Использование «Хвостовика+Кожух» для скважин законченных хвостовиками 114 мм и 101,6 мм на которых не были достигнутые расчетные параметры, позволит работать ниже расчетного H_d , за счет всасывания потока жидкости через хвостовик, создать депрессию на пласт, увеличить отбор жидкости.

7.4 Применение гибкой шарнирной муфты в составе установок электроцентробежных насосов

Известно, что при работе УЭЦН на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения МРП [3].

Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ) (рисунок 7.13, таблицы 7.5 и 7.6).

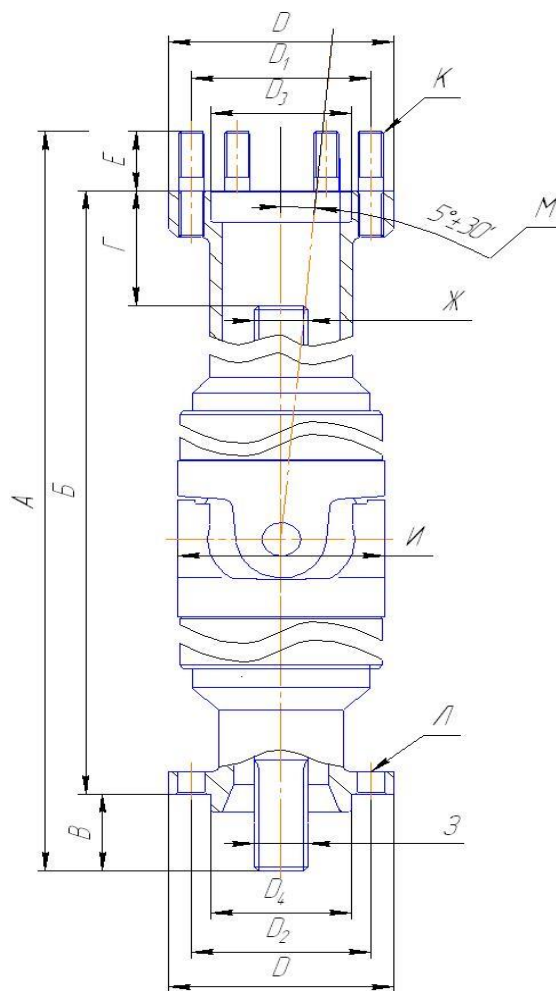


Рисунок 7.13 – Гибкая шарнирная муфта

Таблица 7.5 – Спецификация гибкой шарнирной муфты

№ п/п	Габарит	А	Б	В	Г	Е	К	Л	Д	Д ₁	Д ₂
1	5, 5А	1016. 6	940. ₆	42	60	32	6 шпилек М12-6g×57	6 отв. Ø13	104	83	83

Таблица 7.6 – Спецификация гибкой шарнирной муфты

№ п/п	Габарит	Д ₃	Д ₄	И	Ж,З	М	Масса, кг
1	5	65Н9	65h9	96	d-6×21a11×25e9×5d10	5°±30'	29

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения (рисунок 7.14).

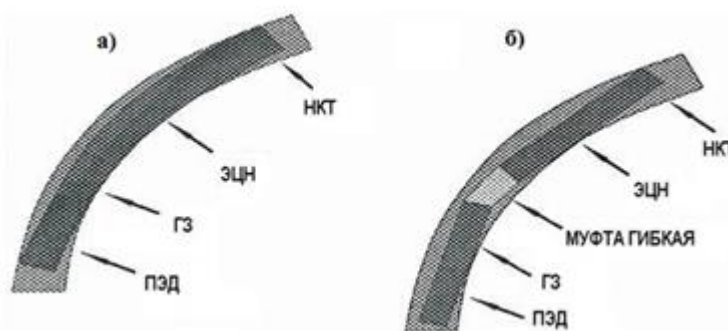


Рисунок 7.14 – Гибкая шарнирная муфта

Для проведения промышленных испытаний муфты необходимо выделить особо проблемные скважины и критерии применимости к ним гибкой муфты.

Можно выделить следующие критерии для подбора скважин, в которые рекомендуется спускать УЭЦН в комплекте с гибкой муфтой: габариты установки; мощность электродвигателя; потенциал скважины; односторонний износ.

Выводы:

Применение УЭЦН большего типоразмера на большую глубину спуска, имеющую сверхнормативную кривизну позволит увеличить количество добываемой нефти.

Предотвращение работы УЭЦН в напряженно-деформируемом состоянии, в кривом интервале ствола скважины увеличит МРП.

Применение ГШМ снизит число отказов УЭЦН являющихся следствием прохождения интервалов со сверхнормативной кривизной ствола скважины при спуске оборудования [18].

7.4.1 Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности применения ГШМ приведен в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Расчет экономической эффективности

Показатели	Единица измерения	Источник информации	Данные		Отклонение
			1 вариант	2 вариант	
Исходные данные для расчета					
Средняя наработка на отказ	сут		113	360	
Действующий фонд скважин, по которым планируется внедрение программы	шт.		4	4	
Суточная добыча	тн.сут.		260	295	
Стоимость ПРС	руб/бр.час		5 120,00	5 120,00	
Продолжительность ПРС	час		135,00	135,00	
Цена нефти	руб		6 900,00	6 900,00	
НДПИ	руб/тн		2 552,53	2 552,53	
Условно-переменные затраты	руб/тн		485,42	485,42	
Гибкая шарнирная муфта	руб			170 000,00	
Расчет доходной части					
Добыча нефти	тыс.тн.	$(365-365/п.1 \times п.5/24) \times п.3/1000$	90,18	105,99	15,82
Доход от добычи нефти	тыс.руб.	п.1.1 × п.6	622 214,37	731 444,18	109 229,81
Итого доходная часть	тыс. руб.		622 214,37	731 444,18	109 229,81
Расчет расходной части					
Стоимость ГШМ	тыс.руб			170,00	170,00
Стоимость проведения ремонта ПРС	тыс.руб	$365/п.1 \times п.4 \cdot п.5 \times п.2/1000$	8 930,55	2 803,20	-6 127,35
НДПИ	тыс.руб	п.1.1 × п7	230 176,93	270 549,24	40 372,30
Условно-переменные затраты	тыс.руб	п.1.1 × п8	43 773,23	51 450,92	7 677,69
Итого расходная часть	тыс. руб.		282 880,71	324 973,35	42 092,64
Итого экономический эффект	тыс. руб.		339 333,66	406 470,83	67137,17

7.5 Применение технологии колтюбинга при освоении скважин после гидроразрыва пласта

Колтюбинг оказывается уникально эффективным для борьбы с выбросами пропанта. Колтюбинг позволяет быстро привести скважину в порядок. В противном случае, приходится использовать так называемый «насос-жертву», который спускается в скважину и, по сути дела забивается пропантом.

Если учесть экономию времени простоя скважины, то эта цифра может оказаться гораздо выше. Благодаря минимальной продолжительности работ с колтюбингом, число ремонтов скважин может быть увеличено при неизменном числе бригад КРС/ПРС [21].

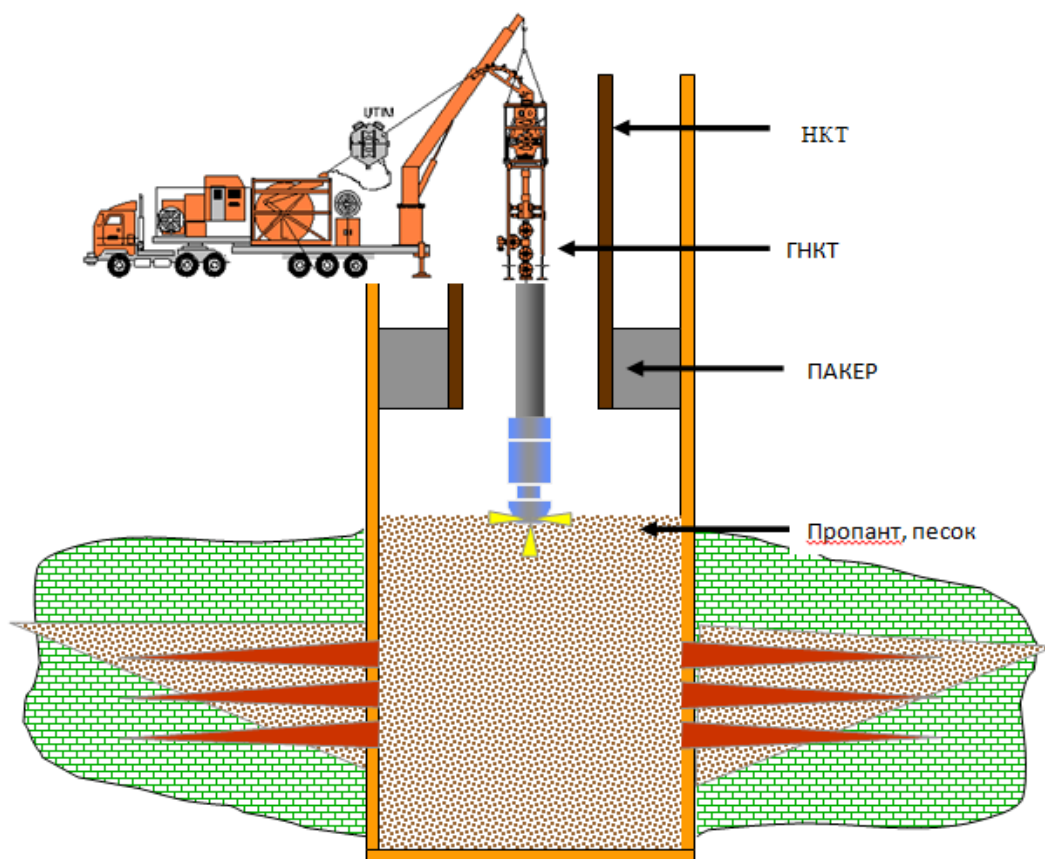


Рисунок 7.15 – Промывка забоя с ГНКТ

Выводы:

Несмотря на кажущуюся высокую стоимость услуг колтюбинга, связанную, прежде всего, с довольно высокой стоимостью самого оборудования и его содержания в условиях интенсивной эксплуатации в сложных погодных и прочих условиях. Российских месторождений, использования колтюбинга позволяет не только достичь более быстрой окупаемости затрат, но и сэкономить на расходах по дальнейшей эксплуатации скважины. Быстрая окупаемость связана сразу с несколькими факторами:

- Сокращение времени освоения скважины на 6 суток.
- Снижение потерь нефти за счет экономии времени на освоение скважины.
- Увеличение времени работы скважины после запуска. Снижение негативного воздействия на пласт во время проведения обработки.
- Увеличение выручки от реализации нефти

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на имеющейся информации можно сделать вывод о том, что свойства нефти Крапивинской группы месторождений, как нельзя лучше подходят для ее механизированной добычи посредством УЭЦН.

Это низкое давление насыщения и газовый фактор, а также связанный с этим небольшой перепад в плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН.

К возможным осложнениям на Крапивинском и Двуреченском месторождениях относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры 93–91°С и вынос механических примесей из призабойной зоны пласта.

Укомплектование погружного оборудования УЭЦН частотными преобразователями, позволяют реализовать плавное регулирование темпов отбора скважинной продукции.

Себестоимость добычи нефти почти на 40 % складывается из затрат на электроэнергию и компенсацию резкого ее подорожания. Поэтому весьма важным является оптимальный подбор УЭЦН и технологического режима работы скважин в целом.

Применение обоснованной методики выбора насосного оборудования и оптимизации режима его работы позволяет проанализировать эффективность использования добывающих скважин, оценить состояние насосного оборудования, рассчитать рациональные технологические параметры работы.

В целом внедрение в производство предлагаемых методов позволит значительно увеличить межремонтный период работы скважин, оборудованных для механизированной добычи полезных ископаемых УЭЦН. Тем самым увеличить суточную добычу полезных ископаемых на уровень, достойный для Крапивинской группы месторождений [3].

Анализ расчета потерь мощности в погружном кабеле показал, что увеличение площади сечения кабеля с 16 до 33 мм² приводит к снижению потерь мощности на 8 %.

Применение вентильных электродвигателей с возможностью гибкой регулировки частоты вращения позволяет увеличить добычу жидкости/нефти.

Максимальный эффект повышения энергоэффективности возможно получить, улучшив характеристики установок электроцентробежных насосов посредством сбалансированного подбора каждого элемента оборудования установки (кабель, насос, погружной электродвигатель и. д. р) и оптимизации работы оборудования после запуска.

Реализация комплексного подхода к повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов приводит к снижению затрат в секторе механизированной добычи нефти. Экономия денежных средств может быть направлена на инновационные проекты.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1 Шмурыгин Р.В., Закономерности гидродинамики и тепломассопереноса в вязких средах. [Электронный ресурс] / Р. В. Шмурыгин; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7–11 апреля 2016 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР) ; Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чаптер ; под ред. А. Ю. Дмитриева. – Т. 2 . – С. 769–771.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Михайлов, Д. Н. Гидрогеологические условия разработки Крапивинского нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / Д. Н. Михайлов // Проблемы геологии и освоения недр: труды Девятого международного симпозиума им. М.А. Усова, 2005 г. Томск / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – [С. 206-209].
- 2 Данные технологических режимов работы скважин Крапивинского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. – Тюмень, 2006.
- 3 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. // Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. – 455с.
- 4 Регламенты по работе с погружным оборудованием УЭЦН ОАО «Томскнефть» ВНК.
- 5 Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
- 6 Лысенко В.Д.. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика – Москва: Недра, 1996. – 367 с.
- 7 Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник. – Москва: Недра, 1990. – 426 с.
- 8 Ежедневные и ежемесячные сводки работы скважин Крапивинской группы месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК.
- 9 Сборник инструкций (положений) ОАО «Томскнефть» ВНК по работе с электропогружным оборудованием, 2013
- 10 Справочник инженера по добыче нефти / А. В. Дашевский, И. И. Кагарманов, Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев; Уфимский государственный нефтяной технический университет; Нефтяная компания ЮКОС. – Стрежевой: Печатник, 2002. – 279 с.
- 11 Хеманта Мукерджи Производительность скважин. – М.: 2001. – 183 с.

12 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

13 Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.

14 Положение об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности. – Москва, 2005

15 ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 Кабели электрические. Вычисление номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения.

16 ГОСТ 22483-77 Жилы токопроводящие медные и алюминиевые для кабелей, проводов и шнуров. Основные параметры. Технические требования.

17 Справочник по электротехнике и электрооборудованию: учебное пособие / И. И. Алиев. – 5-е изд., стер. – Москва: Высшая школа, 2007. – 255 с.

18 Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Оpubл. 10.06.2004.

19 Гудков Е.П. Скважинная добыча нефти. – Пермь, 2002 – 218 с.

20 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

21 Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов–М.: Книга по Требованию, 2012. – 456 с.

22 Справочник по нефтепромысловому оборудованию / под ред. Е. И. Бухаленко. – Москва: Недра, 1983. – 399 с.

23 Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа: учебник для техникумов / И. В. Элияшевский. – 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Недра, 1985. – 303 с.

24 Поляков В.С., Барбаш И.Д., Ряховский О.А. Справочник по муфтам. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.

25 Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27 – 28

26 Приказ Минтруда России от 25.12.2012 № 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» (Зарегистрировано в Минюсте России 25.12.2012 № 26385)[Электронный ресурс]
URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140637/(дата обращения: 03.05.2015).

27 Цементировочный агрегат ЦА–320 [Электронный ресурс] URL: <http://tiu.ru/Tsa-320.html> (дата обращения: 03.05.2015).

28 Агрегат для освоения и ремонта скважин А–50М [Электронный ресурс] URL: http://studopedia.ru/1_80470_agregat-dlya-osvoeniya-i-remonta-skvazhin-a-m.html (дата обращения: 03.05.2015).

29 Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ (с изм. от 01.12.2014) «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год» [Электронный ресурс]
URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_57243/(дата обращения: 03.05.2015).

30 Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР» [Электронный ресурс]
URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1927/(дата обращения: 03.05.2015).

31 ТАСС Информационное агенство в России [Электронный ресурс] URL:<http://tass.ru/ekonomika/1948758/>(дата обращения: 12.05.2015).

32 Положение ОАО «Томскнефть» ВНК об оплате труда работников общества от 01.05. 2014

33 Компания «Шлюмберже». Гибкие насосно-компрессорные трубы [Электронный ресурс] URL:<http://www.slb.ru/page.php?code=16/>(дата обращения: 12.05.2015).

34 Ати-Медиа [Электронный ресурс] URL:<http://ati.su/Media/News.aspx?ID=54004&HeadingID=1/>(дата обращения: 12.05.2015).

35 Взносы в ПФР, ФОМС, ФСС [Электронный ресурс] URL:<http://www.glavbukh.ru/rubrika/157/>(дата обращения: 12.05.2015).

36 Курс доллара и евро в 2015 году [Электронный ресурс] URL:<http://www.consultant.ru/law/ref/stavki/kurs-dollar-euro-2015/>(дата обращения: 12.05.2015).

37 Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов /Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 53 с.

38 Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей /Сост. О.Б. Назаренко – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 12 с.

39 ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

40 ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).

41 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)

42 ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (01. 01.89).

43 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.)

44 СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01.10.1996 г.

45 Трудовой кодекс Российской Федерации (по состоянию на 20 октября 2014 года). – Новосибирск: Норматика, 2014. – 206 с.

46 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

47 Правила устройства электроустановок (все действующие главы) / под общ.ред. В. В. Дрозд. – Москва: Альвис, 2012. – 814 с.

48 ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв. Постановлением Госгортехнадзором от 05.06.2003

49 ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление (01.07.82).

50 ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92)

Приложение А. Раздел, выполненный на иностранном языке

Раздел 5

Krapivinsky Oil Field Development Stage

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шмурыгин Роман Вадимович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Уткина Анна Николаевна	к.филос.н.		

Krapivinsky Oil Field Development Stage

Analysis of the Well Stock Structure

In 2001, the Central Development Committee of the Ministry of Energy of the RF approved the technological scheme of Krapivinsky deposit development (Tomsk Oblast) [1]. Drilling operations in the oil field were finished in 2012 [2].

As on January 1, 2013, the integrated well stock of Krapivinsky oil field in Tomsk Oblast included 134 wells, among them 96 production wells, 30 injection wells and 8 water producing wells (Table A.1, Figs. A.1 and A.2).

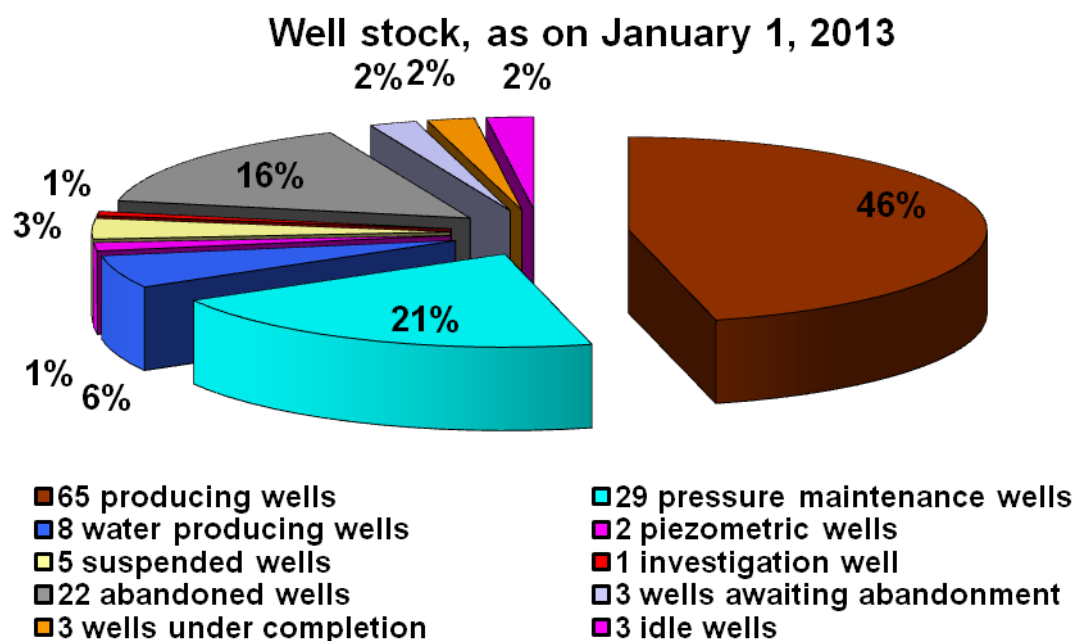


Fig. A.1. Well stock of Krapivinsky oil field as on January 1, 2013.

Table A.1. Well stock specification as on January 1, 2013.

Specification	Number of wells [pcs]
Producers	
Total	96
Drilled	59
Active	58
Idle	3
Under completion after drilling	3
Suspended	5
Piezometric	2
Changed over to pressure maintenance	9
Awaiting abandonment	3

Abandoned	22
Equipped with electric centrifugal pumps	58
Injection wells	
Drilled	67
Shifted from producers to injectors	9
Idle	1
Piezometric	2

In Krapivinsky oil field, the main producing well stock and wells for the reservoir pressure maintenance are represented by the deviated wells. The wells are fitted with the production strings 146 millimeters in diameter, except for well No. 389 with a string 168 millimeters in diameter. The perforation range varies from 2,698 to 3,529 meters. The reservoir pressure varies from 104 to 272 atmospheres. The dynamic fluid level varies from 1,173 to 3,058 meters.

As on January 1, 2013, the producing well stock comprised 65 wells, including 3 idle and 30 injection wells.

In Krapivinsky oil field (as on January 1, 2013), there are 32 exploratory wells, 21 production wells and 43 injection wells - total amount is 96 wells.

The integral injection well stock comprises 3 exploratory, 21 injection and 6 planned production wells. After the production, five of these wells were shifted to the reservoir pressure maintenance. Well No. 362 was planned as a producer; however, after drilling it was used as an injector [3].

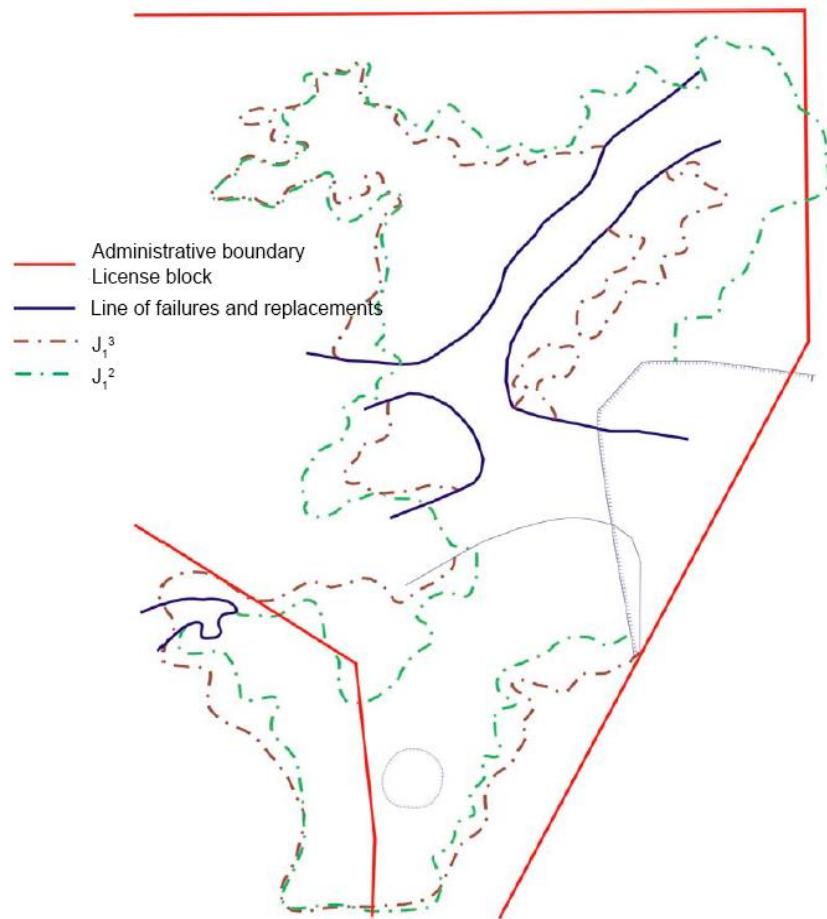


Fig. A.2. The scheme of Krapivinsky oil field development

Description of Producing Wells Operation

Over the whole development period, oil has been produced by 82 wells, including 21 freely flowing producing wells; consequently, all 82 wells were fitted with electric centrifugal pumps (ECPs). Today 18 of the wells are equipped with REDA pumps.

From 2001, all producing wells were shifted to artificial oil production by the electric centrifugal pumps. This decision was reasonable, since the oil of Krapivinsky oil field has the properties that enable highly-effective artificial oil production using the electric centrifugal pumps. The oil has the low saturation pressure and gas/oil ratio; the difference in oil density in the formation and at the surface level is small.

The production complicating factors primarily include the influence of the formation temperature (from 91 °C to 100 °C) and the return of mechanical admixtures from the well bottom-hole area.

All producing wells of the oil field are fitted with the electric centrifugal pumps and REDA pumps. The average daily oil production by wells fitted with REDA pumps is more than three-fold greater than that of wells with the electric centrifugal pumps (Table A.2). The average daily amount of extracted oil is 52.3 t/day; the produced fluid amounts to 316.1 m³/day [4].

The stock of electric centrifugal pumps in the oil field is represented by Russian ETsN-pumps (Alnas, Borets, Lemaz) and the pumps made by the foreign companies (REDA, Centrilift) [3].

The oil production process is optimized and intensified depending on the current working conditions of the downhole electric centrifugal pumps. In case of the variable-frequency devices presence, the optimization is achieved by varying the frequency during the equipment operation.

The depth of the production string running varies from 1,622 to 3,121 meters. The rate of running is from 45 to 500 m³/day.

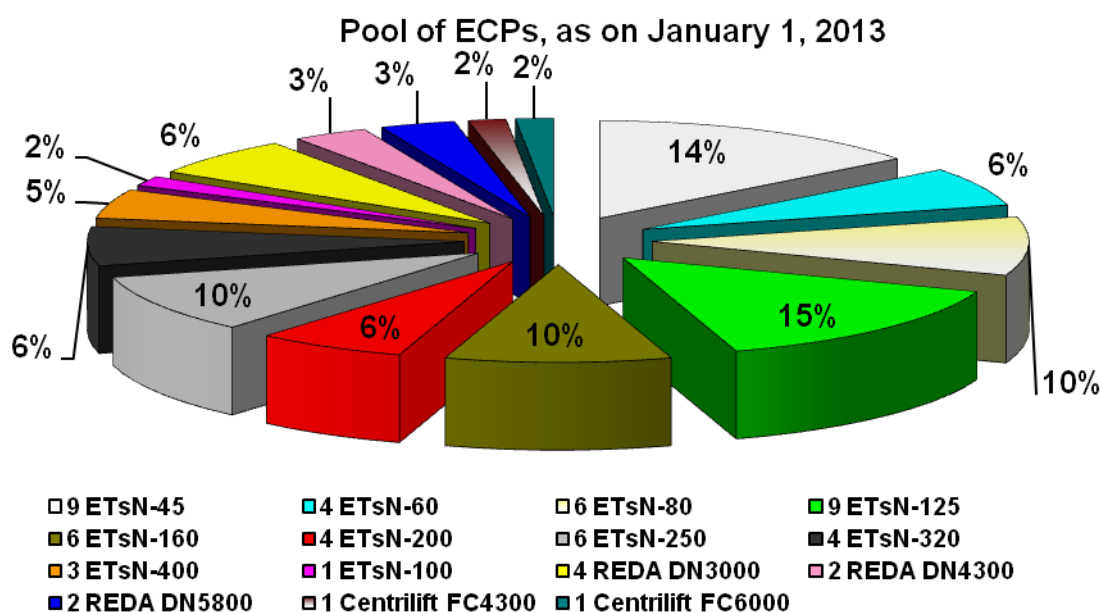


Fig. A.3. The stock of electric centrifugal pumps in Krapivinsky oil field as on January 1, 2013

Table A.2. The results of producing well stock operation as on January 1, 2013

Indicator	Production method		Total
	ECP	REDA	
Annual oil production [ths. tons]	395.2	237.1	632.3
Percentage of total annual production [%]	62.5	37.5	-

Annual fluid production, [ths. tons]	1974.8	1184.8	3159.6
Average annual oil/fluid production rate [t/day]	24.1/124.0	80.6/508.3	52.3/316.1
Average annual water cut [%]	78.4	77.7	78.0
Active producing well stock	48	10	58

In the oil field, ten wells (15.3% of producing well stock) operate with the average annual oil production rate of more than 50 t/day (Table A.2). Two of the aforementioned wells have the oil production rate more than 100 t/day. Well No. 391 has the production rate of more than 150 t/day; the production rate of well No. 298 exceeds 200 t/day. These high-production wells are fitted with REDA equipment manufactured by the foreign companies.

Table A.3. Well stock distribution in terms of average annual oil production rate and water cut (year 2012).

Water cut [%]	Oil production rate [t/day]					Total
	less than 5.0	5.01–10.0	10.01–30.0	30.01–50.0	>50	
less than 2	-	-	-	-	-	-
Total:	-	-	-	-	-	-
2.1-20.0	-	460	455,463,465,469,1304, 1307	454,464	391,407,456,458,459	
Total:	-	1	6	2	5	14
20.1-50.0	-			398,429	298,442	
Total:	-	-	-	2	2	4
50.1-70.0	-	-	370,382,406	347,372	327	
Total:	-	-	3	2	1	6
70.1-90.0	376, 207p	176,300	59,102,124, 188,323,333,359,395,397,414, 425,433	321,379,389, 427	374,405	
Total:	2	2	12	4	2	22
>90.0	366	104,187,307,314,319,325,421	177,303,320,357,381,403	306,313	-	
Total:	1	7	6	2	-	16
Total:	3	10	27	12	10	62

Due to the low production rate and high water cut (>90%), three producing wells are now idle (Table A.4). The accumulated oil uptake is the following: well No. 204P, 3.5 ths. tons; wells No. 361 and No. 1002, 17.9 and 2.2 ths. tons, respectively.

Table A.4. Idle well stock specifications in Krapivinsky oil field (as on December 1, 2012)

Water cut [%]	Average daily oil production rate [t/day]					Total
	less than 0.5	0.5–1	1–3	3–5	>5	
>90	-	1	1	1	-	3
Well No.	-	1002	361	204P	-	-

The reduction of fluid production rate in 2013 was stipulated by the reduction of fluid production rates in Omsk Oblast (caused by the late launch of reservoir pressure maintenance system) (Table A.5).

In 2009, the production rate in Krapivinsky oil field grew by 6% [4].

Table A.5. Primary indicators of Krapivinsky oil field development

Year	Annual oil production rate [ths. tons]	Annual fluid production rate [ths. tons]	Water cut [%]	Producing well stock [pcs]	Producing well stock [pcs]	Oil production rate [t/day]	Oil production rate [t/day]
2000	52.4	53.2	1.5	7	1	34.4	35
2001	222.9	233.7	2.5	16	2	98.9	99.75
2002	710.0	750.1	5.8	17	1	119.6	126.75
2003	797.0	861.2	7.1	21	4	132.8	143.1
2004	1025.2	1289.5	19.9	38	13	116.8	146.9
2005	1555.2	2247.2	36.6	48	21	121.5	186.8
2006	1474.1	2713.9	54.3	48	28	92.0	195.8
2007	1062.6	3076.7	65.5	47	27	65.4	219.2
2008	930.0	3445.0	73.0	49	27	68.5	220.3
2009	632.3	3159.6	78.0	68	29	52.3	316.1

Operation Efficiency of Electric Centrifugal Pumps

The results of drilling and separate testing of wells discovered a complicated multi-zone structure of Krapivinsky oil field. The zones are characterized by an extremely nonuniform structure along the thickness. The highest production rate was demonstrated by zone J1³⁺⁴ [5].

There are the following main limiting factors for freely flowing production method in Krapivinsky oil field:

- low gas/oil ratio (26 m³/m³);
- low saturation pressure (4 MPa);
- low productivity factor of the certain wells (less than 2 m³/day·MPa).

The artificial oil production is the most suitable method for oil production in the given conditions, while the implementation of the electric centrifugal pumps allows providing the maximum volume of the pumped fluid. Fitting the downhole electric centrifugal pumps with the frequency converters enables smooth adjustment of the well fluid withdrawal rate. This is the very reason of selecting this method as primary at this stage of oil field development.

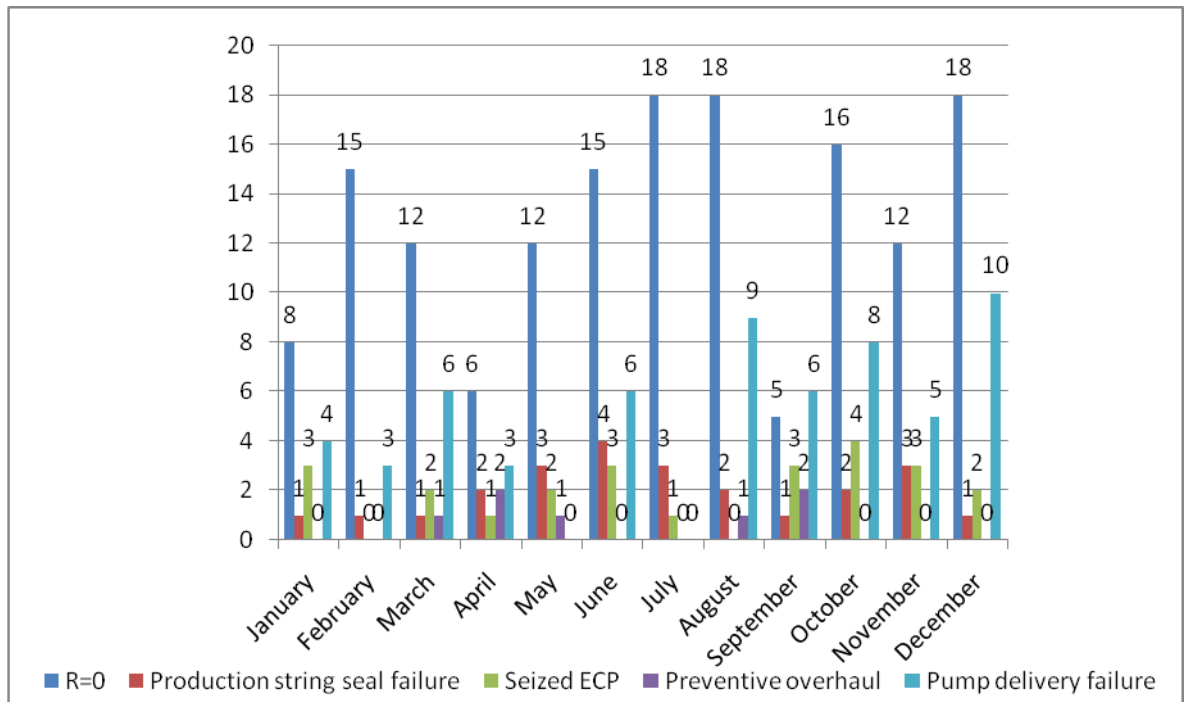


Fig. A.4. The distribution of failures for Oil and Gas Production Unit No. 10 in 2013

The analysis of the distribution of failures for Oil and Gas Production Unit No. 10 in 2013 demonstrates that the majority of failures of electric centrifugal pumps is due to the zero resistance ($R = 0$) and the seal failure of a production string.

In 2013, there were 14 failures caused by pump delivery failures (the number of which decreased 2.5 times as compared to year 2012). Ten of failed pumps included an autorecloser.

The Analysis of Failures due to Pump Delivery Failure and Production String Seal Failure

The main reason of failures in 2013 was the implementation of production tubing of grades M and N-80 with the diameter of 73 millimeters (produced by JSC Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant and OAO SinTZ).

The average failure period of N-80 production tubing (manufactured by OAO SinTZ) amounted to 104 days; the tubes produced by JSC Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant sustained 198 days.

The average failure period of M production tubing (manufactured by OAO SinTZ) amounted to 175 days; the tubes produced by JSC Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant sustained 76 days.

The primary cause of failures after the average operation time of less than 365 days was the internal corrosion and open-end holes of the production string.

The absence of the new production tubing stock for the Oil and Gas Production Unit leads to the necessity of reusing the tubes with low residual life.

The implemented measures for reducing production string seal failures include the following

- proving at least 20% of production tubes in the course of electric centrifugal pump running;
- fitting electric centrifugal pump with sensors of a thermomanometer system for daily monitoring of the pressure at the pump inlet.

Thus, the increase of the number of pump delivery failures and production string seal failures testifies the low quality of the tubing.

Analysis of Failures Caused by Zero Resistance

The causes of the increased zero resistance failures ($R = 0$) occurrence are:

- increased failures due to flawed repairs of a seal section and a downhole motor;
- inability to monitor wells that implement the autorecloser and frequency converters EI-05;
- starts and stops are not indicated at the control board of the regional engineering service;
- increased temperature of a downhole motor due to the absence of filters at the outlet of a variable-frequency drive;
- spontaneous stops due to the activation of overload protection.

Most of the failures are related to the flawed repairs of the gas separator or downhole motor, pump delivery failure and salt deposition.

Main Causes of Decreased Overhaul Period

The decrease of overhaul period is conditioned by a high-volume withdrawal and insufficient compensation of the reservoir pressure.

Untimely shifting of the planned injection wells to pressure maintenance does not allow determining the daily production rate of a well and reliably adjust the operation of the well in the recommended operation region. It undertakes the preventive measures against the unscheduled stops (failures). The schedule delay of the well shifting averages to 1–2 months.

The decreased overhaul period causes the shift of the operating point beyond the left boundary of the head-capacity curve of the electric centrifugal pump and the drop of the downhole motor cooling flow. This stipulates the risk of an early failure.

The absence of wells hydrodynamic studies (running a hyroscope, a densimeter, determination of sound velocity) leads to the incorrect identification of

the dynamic levels (complication in the course of controlling an electric centrifugal pump operation, errors in the estimation using the method of variable pressure).

Existence of wells delivering oil into a single tank.

Procurement of low-quality production tubing (produced by JSC Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant and OAO SinTZ). This leads to failures of the electric downhole equipment having the running time of less than 180 days.

Application of a Flexible Cardan Joint as a Part of Electric Centrifugal Pumps

It is known that in the course of the operation of the electric centrifugal pumps within the sections with large drift angle, lateral forces induce off-design loads on cases and shafts, which leads to the unilateral wear of the parts and the decreased overhaul period [6].

Maximum allowable well curvature during the equipment running is determined by the allowable elastic deformation of materials the equipment is made of. According to the regulatory documents of Russian and international manufacturers, the degree of the maximum allowable well curvature is 2° per 10 meters of length. According to the same regulatory documents, the location of the equipment installation shall be chosen in a way so the equipment is not bended or at least fits into the section of a well.

Thus, the running of the electric centrifugal pumps into the well shall not be performed to the total depth while reaching the necessary bottom-hole pressure. To reach the maximum running depth and eliminate the wear of equipment, CJSC Innovative Manufacturing Company "Rosneftehim" has developed and put into production a flexible cardan joint (Fig. A.5, Tables A.6 and A.7).

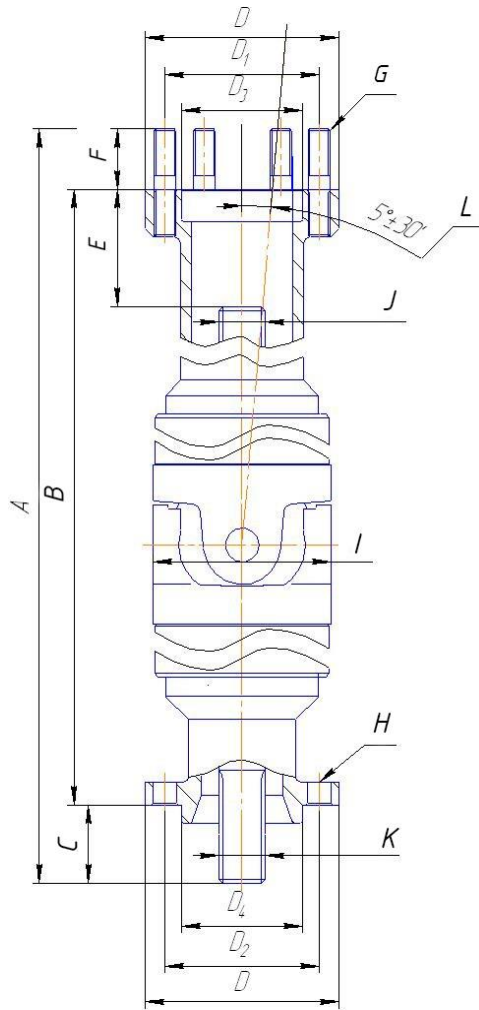


Fig. A.5. Flexible cardan joint

Table A.6. Flexible cardan joint specifications

Item No.	Size	A	B	C	E	F	G	H	D	D ₁	D ₂
1	5, 5A	1016.6	940.6	42	60	32	6 studs M12-6g57	6 holes Ø13	104	83	83

Table A.7. Flexible cardan joint specifications

Item No.	Size	D ₃	D ₄	I	J, K	L	Mass [kg]
1	5	65H9	65h9	96	d-621a1125e95d10	530	29

The flexible cardan joint consists of two tubular cases connected by a joint that enables bending of the two parts in any direction. At the ends of the cases, there are flanges that the joint, by means of studs, is connected with the flange of an electric motor protector on the one side, and on the other side, with the flange of an

intake module or gas separator of a downhole electric centrifugal pump (Fig. A.5). Inside the cases of the joint, there are shafts for transferring the torque from a downhole motor to a pump. The ends of the shafts have common splines for connecting with the shaft of the downhole electric motor and the pump. Input and output shafts of the joint are connected to each other via middle shaft with the universal joints, which provide the transmission of synchronous revolution in the case of joint axis bending. The shafts revolve in sleeve bearings that are lubricated by the formation fluid. The formation fluid circulation cools down the bearings and is performed by two impellers mounted on the joint's shafts [3].

Application of the flexible joint as a part of electric centrifugal pump allows the following:

- achieve maximum potential of a well;
- prevent the torque retention loss due to the asymmetrical bolt tightening of intersectional flange joints of the equipment by relieving bending loads affecting the equipment, while passing the sections with extensive wellbore curvature during equipment running operations [1].

During the operation of electric centrifugal pumps in the zone exceeding allowable drift angle, the conventional pump operates under stress-strain conditions. The electric centrifugal pump with the flexible joint naturally fits into the deviated wellbore, which provides the pump's improved operation stability [2].

If the section of a wellbore with predesigned setting of the pumping equipment has a considerable local curvature, the pump has to be set in other sections; the flexible joint allows setting the electric centrifugal pump in a specified section, which leads to a more optimized operation regime.

The ultimate angle of the flexible cardan joint bending is 5° or 10° depending on the design (Fig A.6).

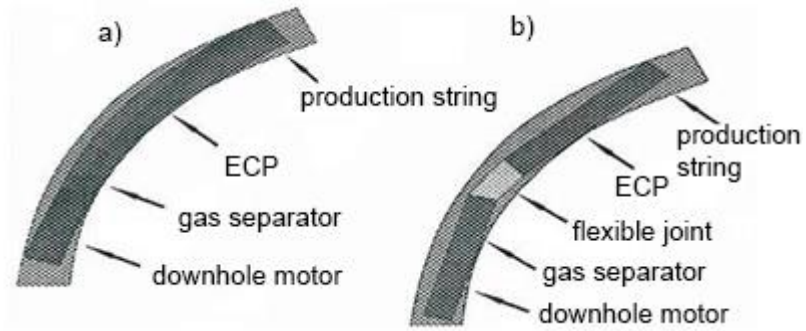


Fig. A.6. Flexible cardan joint

The implementation of the electric centrifugal pumps of a larger size at larger depths with excessive curvature will allow producing more oil.

The prevention of the electric centrifugal pump operation under stress-strain state in the curved section of a wellbore will increase the overhaul period.

The implementation of the flexible cardan joint will decrease the number of failures of the electric centrifugal pumps caused by the passing of sections with the excessive wellbore curvature during the pump running [7].

List of sources used

1. Mikhaylov, D. N. Hidrogeologicheskiye usloviya razrabotki Krapivinskogo neftyanogo mestorozhdeniya [Elektronnyy resurs] / D. N. Mikhaylov // Problemy geologii i osvoyeniya neдр: trudy Devyatogo mezhdunarodnogo simpoziuma im. M.A. Usova, 2005 g. Tomsk / Tomskiy politekhnicheskiy universitet; Problemy geologii i osvoyeniya neдр; pod red. G. M. Ivanovoy, A. V. Shadrinoy. – Tomsk: Izd-vo TPU, 2005. – [S. 206-209].
2. Dannyye tekhnologicheskikh rezhimov raboty skvazhin Krapivinskogo mestorozhdeniya OAO «Tomskneft'» VNK. – Tyumen', 2006.
3. Reglamenti po rabote s pogruzhnym oborudovaniyem UETSN OAO «Tomskneft'» VNK.
4. Shurov V.I. Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti: uchebnyk dlya vuzov. – M.: Nedra, 1983. – 510 s.
5. Ageyev SH.R., Grigoryan Ye.Ye., Makiyenko G.P. Rossiyskiye ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefti i ikh primeneniye. Perm': Press-Master, 2007. – 645 s.
6. Spravochnoye rukovodstvo po proyektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftnyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefti. // Pod red. SH.K. Gimatudinova. M.: Nedra, 1983. – 455s.
7. Pat. 2230233 Rossiya MPK F04D29/62, F04D13/10, Gibkaya sharnirnaya mufta Gepshteyn F.S., D'yachuk I.A., Shayakberov V.F. Zayavleno. 11.09.2002; Opubl. 10.06.2004.