

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт _____ Институт природных ресурсов
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело»
Кафедра _____ Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на Двуреченском нефтяном месторождении (Томская область)	

УДК 622.276.53.054.23-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Марков Андрей Леонидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ГРНМ, доцент	Чернова О.С.	К.Г-М.Н.,		

Томск – 2017 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Чернова О.С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.12.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Марков Андрей Леонидович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Маркову Андрею Леонидовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Марков Андрей Леонидович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
з-2Б2С1		Маркову Андрею Леонидовичу	
Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (технология, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Анализ и разработка мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);	Отклонение показателей микроклимата Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Повышенный уровень шума и вибрации
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта. Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ. На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ

	«Заземление». Для оценки выполнения подготовительных мероприятий перед началом проведения газоопасной работы, производится анализ воздушной среды на содержание кислорода, а также вредных, взрывоопасных и взрывопожарных веществ с записью результатов в наряде–допуске.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы. Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения. В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу. Мероприятия для снижения выбросов вредных веществ на 10–20 %, согласно РД 52.04.52–85.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Для Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС): - природного характера - техногенного характера Действия для предупреждения возможных аварий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	-рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; -обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; -обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Марков Андрей Леонидович		

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 210301 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2016
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2017	Введение	5
26.03.2017	Литературный обзор	10
28.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
03.04.2017	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2017	Характеристика метода и объекта исследования	5
11.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	30
	Раздел «Социальная ответственность»	10
17.05.2017	Заключение	5
1.06.2017	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
12.06.2017	Написание пояснительной записки	2
13.06.2017	Подготовка доклада	3
14.06.2017	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.каф.ГРHM, доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 34 рисунка, 20 таблиц, 16 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, нефть, газ, обводненность, фонд скважин, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, коэффициент подачи.

Объектом исследования является Двуреченское нефтяное месторождение Томской области.[1]

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации механизированных скважин.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов по ключевым технологическим показателям, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования. В работе так же уделено внимание изучению вредного влияния газа, мехпримесей и солеотложений на работу электроцентробежного насоса (ЭЦН) и способам борьбы с ними. [2]

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
1.1 Краткая стратиграфическая характеристика разреза.....	17
1.2 Основные особенности тектонического строения месторождения	18
1.3 Нефтеносность месторождения и строение залежей нефти	22
1.4 Коллекторские свойства продуктивных пластов	26
1.5 Свойства и состав нефти, газа и воды	30
1.6 Запасы нефти	32
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	33
2.1 Проектные показатели разработки	33
2.2 Текущее состояние разработки.....	36
2.3 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий.....	37
3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	42
3.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	42
3.1.1 Требования к выбору способов эксплуатации	42
3.1.2 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН.....	42
3.1.3 Эксплуатация скважин с использованием УШГН.....	44
3.1.4 Нетрадиционные способы добычи нефти	44
3.1.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования	45
3.2 Осложнения при эксплуатации скважин	46
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	51
4.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН	51
4.2 Анализ применяемого погружного оборудования.....	54
4.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин.	55
4.4 Влияние режимно – технологических параметров на эффективность эксплуатации УЭЦН.....	60
4.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН.....	66
4.5.1 Расследование и определение причин отказов УЭЦН на скважине	66
4.5.2 Этапы расследования и определения причин отказа УЭЦН	68
4.5.3 Анализ причин отказов УЭЦН	77
4.6 Показатели эффективности работы скважинного оборудования.....	82
4.6.1 Анализ наработки на отказ на Двуреченском месторождении	82
4.6.2 Межремонтный период	83
4.7 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин	85
4.7.1 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО	92
4.7.1.1 Внедрение установок для работы в обводненном и (или) солевом фонде и осложненных асфальтосмлопарафиновыми отложениями (АСПО)	93
4.7.1.3 Внедрение системы дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок	99
4.7.2 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Двуреченского месторождения	100
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	101
5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН.....	101
5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	102
5.3 Затраты на амортизационные отчисления	102

5.4 Затраты на материалы.....	103
5.5 Расчет заработной платы бригады.....	104
5.6 Затраты на страховые взносы	105
5.7 Затраты на проведение мероприятия	105
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	106
6.1 Техногенная безопасность.....	106
6.2 Характеристика вредных факторов	106
6.3 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды	109
6.4 Охрана окружающей среды.....	112
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	117
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	123

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ННО – наработка на отказ

МРП – межремонтный период

КВЧ – количество взвешенных частиц

ПЭД – подземный электродвигатель

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

РЭДА – русский электродвигатель;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

АСПВ - асфальто-смоло-парафиновые вещества;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважины

ЖКП – жидкокристаллические полимеры

ПКМ – полимерные композиционные материалы

СМР – система мониторинга регулирования

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день значительная роль в добычи нефти по Васюганскому региону принадлежит фонду скважин, оборудованному установками электроцентробежных насосов. Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости. На Двуреченском нефтяном месторождении электроцентробежные насосы составляют 100 % фонда скважин.[3]

Жизненный цикл установок электроцентробежных насосов измеряется такими показателями как наработка на отказ и межремонтный период. На настоящее время данные показатели по Двуреченскому месторождению значительно ниже средних по отрасли. Существенными факторами, влияющими на работу электроцентробежных насосов являются механические примеси, отложение солей, коррозия. [5]

Продление жизненного цикла установок электроцентробежных насосов приведет к повышению производительности скважин, уменьшению затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Увеличение сроков службы погружного оборудования является залогом стабильности добычи нефти и снижения затрат на обслуживание фонда скважин.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности работы механизированного фонда скважин Двуреченского нефтяного месторождения. [1]

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Двуреченское нефтяное месторождение открыто в 1996 году бурением поисково-разведочной скважины № 10П. Западно-Моисеевская структура была открыта в 1991 году, в результате проведения 2D-сейсморазведочных работ и бурения четырех поисково-разведочных скважин. Что касается Лесмуровской структуры, то она была выявлена и подготовлена к бурению в 1996 году сейсморазведочными работами.

В административном отношении Двуреченское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в 50 км на юго-запад от поселка Новый-Васюган (Рисунок 1.1). Дорожная сеть, как и населенные пункты, в районе работ отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является село Новый Васюган, на реке Васюган. В селе имеется аэропорт местного значения. Сообщение между поселком Новый Васюган и месторождением возможно наземным транспортом лишь в зимний период по зимнику, а также круглогодично вертолетами. В 45 км на восток от месторождения проходит автомобильная дорога с твердым покрытием, соединяющая г. Стрежевой, вахтовый поселок Пионерный с Игольско – Таловым месторождением.

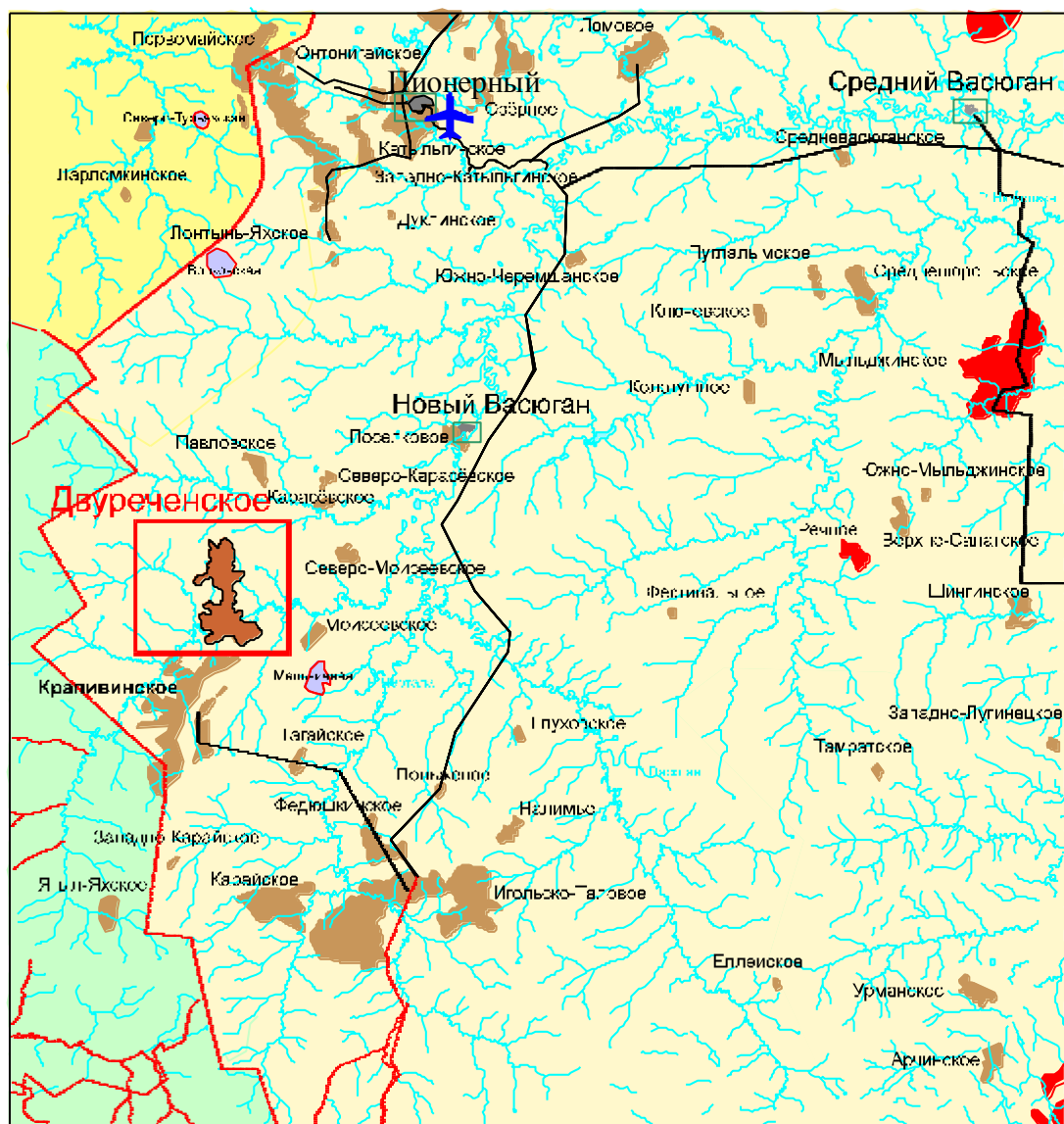
Речная сеть в районе месторождения представлена мелкими несудоходными речками – левыми притоками реки Васюган. Двуреченское месторождение приурочено к трем локальным поднятиям: Междуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому.

На месторождении выявлено и учтено Госбалансом 4 продуктивных пласта. Запасы по которым учтены раздельно. Запасы прошли государственную экспертизу и утверждены ЦКЗ в количестве: категория C_1 – 48359 тыс. т, категория C_2 – 13109 тыс.т. Основным продуктивным пластом является пласт Ю₁³.

Месторождение находится в непосредственной близости (на север) от разрабатываемого Крапивинского месторождения. Транспорт нефти осуществляется следующим образом: с Двуреченского и Лесмуровского участков нефть собирается на УПСВ и по нефтепроводу 325 мм соединяется с нефтью Западно-Моисеевского участка и затем по нефтепроводу 630 мм поступает на ЦППН Пионерный.

Электроснабжение месторождения осуществляется по ЛЭП-110кВ от подстанции (ПС) «Катыльгинская» до ПС «Двуреченская и ПС «Западно-Моисеевская». Внутри месторождения используется ЛЭП-35 кВ.

По сейсмической активности (опасности) район работ относится к 5-балльной зоне, т.е. неопасной. Накопленная добыча по месторождению составила: нефти 19030,6 тыс.тонн.[1]



Условные обозначения:

- | | |
|--|------------------|
| ----- Область границы | Месторождения: |
| ----- Границы административных районов | Нефтяные |
| Дороги автомобильные: | |
| ----- Улучшенные грунтовые | Газоконденсатные |
| ----- Сезонные | |

Рисунок 1.1 Обзорная карта района работ

1.1 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом. Геологический разрез Двуреченского месторождения представлен на рисунке 1.3.[1]

Доюрские образования представлены эффузивной породой, мелкокристаллической, с порфировой структурой, выветрелой, трещиноватой, карбонатизированной.

Юрская система – J Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более. Они подразделяются на три свиты: тюменскую (толщина составляет 141 м, здесь выделяются песчаные пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу), васюганскую (подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую выдерживается по простиранию, мощность ее 33-36 м и верхневасюганскую преимущественно, песчанистая и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁, являющийся основным продуктивным, в объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М и Ю₁³, мощность ее составляет 56-69м) и баженовскую (породы входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса, толщина свиты 15-18 м.)

Меловая система – К Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В районе описываемой зоны ее мощность составляет 1990 – 2070 м.[1]

Нижнемеловые отложения – К1. Нижнемеловые отложения – песчаные пласты, подразделяются на четыре свиты – куломзинскую (300-340 м), тарскую (серия песчаных пластов группы Б₇ – Б₁₀, 78-100 м), киялинскую (пласты Б₀-Б₆ и А, толщина свиты 470-510 м) и алымскую (песчаный пласт А₁, толщина свиты 56-69 м) и частично входят в состав покурской свиты.

Нижне-верхнемеловые отложения – К1-2 Нижне-верхнемеловые отложения объединены в покурскую свиту, которая является наиболее мощной. Песчаные пласты по простиранию невыдержанные, толщина их колеблется в пределах от нескольких метров до

20 м, иногда достигает 40 м. Нижняя часть свиты более опесчанена. Мощность свиты в пределах описываемой зоны 767 – 795 м.

Верхнемеловые отложения – К2 Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно, глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (11-17 м), ипатовскую (70-75 м), славгородскую (55-60 м) и ганькинскую (138-146 м).

Палеогеновые отложения. Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (средний и верхний олигоцен).

Четвертичные отложения Q Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже – более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем. Мощность отложений до 30 м.[1]

1.2 Основные особенности тектонического строения месторождения

В глубинном строении района принимают участие два структурных этажа, разделённых между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложнёнными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний платформенный чехол, представленный, преимущественно, терригенными породами (рисунок 1.2).

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты район работ расположен в зоне сочленения Югано-Покурского орогенного прогиба (впадины) и восточной части Верхневасюганской зоны развития герцинской складчатости.

Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиональная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом.[10]

Все структуры образуют единую приподнятую зону общего субмеридионального простирания, которая лишь на юге изменяет направление на юго-восточное. Характерной особенностью приподнятой зоны является значительная крутизна восточных склонов у слагающих её меридиональную часть локальных поднятий. [1]

Западные склоны, напротив, гораздо более пологие и имеют ответвления в юго-западном направлении. Через наиболее крупное из ответвлений (от юго-западной части Двуреченского локального поднятия) вся приподнятая зона соединяется с восточными отрогами Карандашовского куполовидного поднятия через седловинообразную перемычку. Всё это создаёт благоприятные термодинамические условия для образования, накопления и сохранения УВ в ловушках антиклинального типа.[3]



Рисунок 1.2 – Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области (под ред. А.Э. Конторовича, 2001 г.) Масштаб 1:500 000

Условные обозначения к рисунку 1.2

Структуры I порядка		Локальные поднятия		Границы	
IV	Каймысовский	60	Поселковая		Томской области
XVII	свод	61	Сев-Карасевская		Внешнего пояса
	Нюрольская	62	Карасевская		Западно-Сибирской
	мегавпадина	64	Зап-Карасевская		плиты
Структуры II порядка		65	Зап-Волковская		Переходной зоны
VII	Нововасюганский	66	Среднекальватская		Надпорядковых
	мезовал	67	Верховая		структур
Структуры III порядка		68	Вост-Дальняя		Структур I порядка
7	Лонтыняхский вал	69	Дальняя		Структур II порядка
8	Южно-Турьяхская	70	Петровская		Структур III
9	впадина	71	Южно-Петровская		порядка
10	Северо-	72	Зап-Шахматная		Структур IV
11	Карандашовский	73	Пограничная		порядка
12	врез	74	Сев-Пограничная	Надпорядковые	
13	Карандашовское кп	75	Зап-Петровская	структуры	
14	Крапивинско-	76	Сев-Карандашовская		Положительные
17	Моисеевское кп	77	Яхская		Отрицательные
18	Ильякский прогиб	78	Вост-Яхская		Промежуточные
19	Южно-	79	Южно-Котловинская		Моноклизы
20	Колтогорская	80	Карандашовская		Структуры I
	впадина	81	Верхнекарандашовская		порядка
	Кулан-Игайская	82	1-я Карандашовская		Положительные
	впадина	83	2-я Карандашовская		Отрицательные
	Игольско-Таловое	84	Вост-Карандашовская		Промежуточные
	кп	85	Нижнекарандашовская		Мегамоноклины
	Тамянский прогиб	86	Двуреченская		Структуры II
	Тамрадская	87	Моисеевская		порядка
	впадина	88	Мелимовская		Положительные
	Западно-	89	Корсая		Отрицательные
	Крапивинский	90	Ивановская		Промежуточные
	прогиб	91	Вост-Ивановская		Мезоседловины
		92	Сев-Моисеевская	Структуры III	
		93	Среднемоисеевская	порядка	
		94	Зап-Моисеевская		Положительны
		95	Южно-Моисеевская		Отрицательные
		96	Мельничная	Структуры IV	
		97	Крапивинская	порядка	
		98	Зап-Крапивинская		Положительные
		99	Тагайская		Разрывные
		100	Зап-Тагайская		нарушения,
		101	Лутковская		секущие юрские
					отложения

1.3 Нефтеносность месторождения и строение залежей нефти

Зона описываемых месторождений расположена в южной части Каймысовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Помимо Двуреченского, в этой зоне открыто еще несколько месторождений нефти – Крапивинское, Тагайское, Моисеевское, Карасевское, Северо-Карасевское, Западно-Карасевское, Павловское. Промышленная нефтеносность всех месторождений этого региона связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты верхней юры – основным продуктивным нефтегазоносным горизонтом Томской области. Наиболее крупное – Крапивинское месторождение находится южнее Двуреченского, в непосредственной близости от него.

Промышленная нефтеносность связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты верхней юры: пластами Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М и Ю₁³. Основным объектом нефтедобычи является пласт Ю₁³. Характеристики толщин продуктивных пластов представлены в таблице 1.1.[14]

Таблица 1.1 – Характеристики толщин продуктивных пластов*

Толщина	Наименование	Пласты					По горизонту Ю1
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²	Ю ₁ ^М	Ю ₁ ^{3А}	Ю ₁ ^{3Б}	
Эффективная	Средняя, м Козф.вариации, доли ед. Интервал изменения, м	2,9 0,41 1,2-5,4	2,5 0,39 0,4-7,4	2,9 0,66 0,8-13	5,9 0,43 0,9-10,5	6,2 0,4 1,1-13,3	14,2 0,38 1,4-24
Нефтенасыщенная	Средняя, м Козф.вариации, доли ед. Интервал изменения, м	2,9 0,39 0-4,1	2,4 0,41 0-7,6	2,9 0,66 0-12,8	5,9 0,44 0-10,5	5,9 0,41 0-10,6	13,4 0,41 0-24
Водонасыщенная	Средняя, м Козф.вариации, доли ед. Интервал изменения, м	2,7 0,44 0-5,4	3,1 0,28 0-4,4	1,9 0,37 0-3,2	5,5 0,37 0-8,2	5,5 0,48 0-10,5	7,8 0,57 0-18,1

Примечание: * - толщины продуктивных пластов рассчитаны по скважинным данным, по исследованиям ГИС.

Пласт Ю₁¹ Начинается продуктивный разрез с песчаного пласта Ю₁¹, залегающего в кровле горизонта Ю₁, и развитого на Двуреченском участке. Выявлено две залежи: западная и центральная. Размеры: западной 6,8 x 2,0 км, центральной 2,8 x 2,5 км. Высота западной залежи 25 м, центральной 37 м. На западной залежи пласт имеет эффективную нефтенасыщенную толщину от 1.2 до 2.3 м. Средний коэффициент песчанистости по залежи 0,92, расчлененность равна 1. По центральной залежи пласт имеет эффективную

нефтенасыщенную толщину от 1,8 до 4,1 м. Самая низкая отметка нефтенасыщения наблюдается в скважине 200 – 2575,6 м. Минимальная отметка кровли водоносного пласта встречена в скважине 207 и равна –2574,6 м. Для подсчета запасов принята отметка ВНК - 2575 м. Средний коэффициент песчанистости равен 0,69, расчлененности -1,17. По западной залежи, учитывая близость к центральной залежи и небольшую глубину прогиба, принята аналогичная отметка ВНК – 2575 м.

Пласт Ю₁² Пласт Ю₁², как коллектор, развит на Лесмуровском и Западно-Моисеевском участках, частично на Двуреченском. В процессе разведочного бурения и пробной эксплуатации выявлено четыре залежи нефти: Двуреченская восточная (скв.102), Двуреченская юго-западная (скв. 200, 209 и 212), основная (Лесмуровская и Западно-Моисеевская площади) и южная (скв. 30П, 314, 316 и 317).

Основная залежь занимает большую часть Западно-Моисеевского и Лесмуровского поднятий, с размерами 8,8 x 4,2 км, высота 53 м. Толщина пласта небольшая – от 1.6 до 3.9 м. Пласт в целом выдержан по толщине, наибольшие толщины наблюдаются на северо-западном склоне Западно-Моисеевского поднятия. Получены притоки нефти дебитом от 3.9 до 14.3 м³/сут. Средний коэффициент песчанистости по залежи 0,68, расчлененности -1,1

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта отмечается в скважине 311 – 2594 м. Она и принимается в качестве абсолютной отметки оконтуривания залежи. Южная залежь эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 1,5-3,4 м, коэффициент песчанистости 0,62, расчлененности -1,2. Размеры залежи 3,2 x 1,2 км, высота 12,5м.

Залежи, выявленные на Двуреченской площади, керном не охарактеризованы, также не вскрыли водонефтяные контакты, поэтому отметка границы залежей принимается по аналогии с основной - 2594 м. Продуктивный пласт, вскрытый на Двуреченской юго-западной залежи, характеризуется наиболее высокими эффективными нефтенасыщенными толщами: от 2.2 до 7.6 м и максимальными коэффициентами песчанистости и расчлененности, равными 1. Размеры залежи 2,7 x 1,7 км, высота 18 м.

Двуреченская восточная залежь имеет локальное распространение, вскрыта одной скважиной -102, где пласт имеет эффективную нефтенасыщенную толщину 1.5 м, коэффициенты песчанистости и расчлененности, равные 1. Размеры залежи 0,8 x 0,6 км, высота 24 м.

Пласт Ю₁^м В данном пласте открыто 6 залежей нефти: 3 на Двуреченском участке (южная залежь частично располагается на Лесмуровском) и 3 на Западно-Моисеевском. В районе Двуреченской зоны открыты северная, западная и южная залежи. Западная залежь

расположена на пологом западном склоне террасовидной формы, где продуктивный пласт наиболее мощный из всех – его эффективная нефтенасыщенная толщина равна 12,8 м, коэффициент песчаности 0,87, расчлененность - 1. Залежь пластовая сводовая, северо-восточного простирания, с размерами 4.1 x 1.1 км. Высота залежи 13 м.

Северная залежь наиболее значительная, приуроченная к своду и северному склону поднятия. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная с севера и юга, изометричной формы, с размерами 4.5 x 4.5 км. Высота залежи 25 м. Эффективная толщина пласта небольшая: от 0 до 4,4 м. Наибольшая толщина отмечается в скв.67, пробуренной в небольшой седловине между северным и центральным куполками. Уменьшается толщина к северу. Раздельное испытание пласта проведено только в скважине 10П, где в интервале 2657-2660 м (а.о. –2543.4-2547.4 м) получен максимальный приток нефти дебитом 185 м³/сут на штуцере 8 мм. В остальных скважинах испытание проведено совместно с пластом Ю₁³.

Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине 90 – 2568.6 м. Поскольку ВНК в залежи не установлен, его отметка принимается по аналогии с западной залежью, равной – 2571 м. Коэффициент песчаности составляет 0,75, расчлененности -1,1.

Южная залежь расположена на южном склоне. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная с севера и запада, литологически ограниченная с юга, с размерами 5,4 x 2.8 км. Высота залежи 55 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 5,5 м – увеличиваясь от периферии к скважине 214 (юго-запад). Поскольку местоположение водонефтяного контакта не установлено, за условную границу залежи принята самая низкая отметка нефтенасыщенного пласта, установленная в скважине 214 – 2612 м. Коэффициент песчаности равен 0,81, расчлененности – 1,33.

На Западно-Моисеевском поднятии в пласте Ю₁^М выделяются 3 залежи: центральная, северная и южная, во всех скважинах пласт нефтенасыщен до подошвы.

Центральная залежь располагается на западном склоне поднятия. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная и ограниченная практически со всех сторон, кроме востока, с размерами 9,5 x 1,2 км. Высота залежи 35 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 5,7 м, в среднем составляя 1,5 м. Изменение толщины не подчиняется структурному плану, что характерно для континентальных отложений. По керну продуктивный пласт представлен песчаником мелкозернистым, крепко-среднесцементированным, с намывами углисто-глинистого материала, с выпотами нефти. Раздельного опробования нигде не проведено. В скважине 25П пласт испытан совместно с вышележащим пластом Ю₁², в результате получен приток нефти дебитом 5.4 м³/сут на штуцере 3 мм. Водонефтяной контакт в залежи не установлен. Наиболее низкая отметка

нефтенасыщения наблюдается в скважине 20 и равна – 2608 м, что и принимается в качестве границы залежи. Коэффициент песчанистости равен 0,89, расчлененности – 1,1.

Северная залежь пластовая сводовая, литологически экранированная и ограниченная практически со всех сторон, кроме запада с размерами 4,3 x 0,8 м. Высота залежи 15 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 2,2 м. По керну пласт представлен песчаниками мелкозернистыми, крепкосцементированными, массивными. Раздельного опробования нигде не проведено. Наиболее высокая кровля водонасыщенного пласта отмечается в скважине 16 на отметке -2604,8 м. Эта отметка и принята для оконтуривания залежи. Коэффициент песчанистости равен 0,71, расчлененности -1,2.

Южная залежь имеет локальное распространение и приурочена к структурному мысу, осложняющему юго-западный склон Западно-Моисеевского поднятия. Вскрыта в скважине 30П и 317. По керну пласт представлен песчаниками мелкозернистыми среднесцементированными. Испытание пласта в колонне осуществлено в скв. 30П совместно с нижележащим пластом Ю₁³. В результате получен совместный приток нефти и пластовой воды на среднединамическом уровне 1176.5 м, дебит нефти 3.0 м³/сут, воды – 0.7 м³/сут. Поскольку водонефтяной контакт не вскрыт, граница залежи принимается на максимальной абсолютной отметке нефтенасыщенного пласта, что соответствует подошве пласта в скважине 30П – 2609 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная; размеры 2,8 x 1.5 км. Высота залежи 4 м. Коэффициенты песчанистости и расчлененности равны 1.

Пласт Ю₁³ является основным продуктивным пластом. По морфологии является аналогом одноименного пласта Крапивинского месторождения, расположенного южнее Западно-Моисеевского поднятия, в непосредственной близости от него.

В отличие от вышезалегающих продуктивных пластов, залежь пласта Ю₁³ картируется на всей площади зоны, прослеживается с северной периклинали Двуреченской площади, далее на юг через Лесмуровскую и до южной периклинали Западно-Моисеевского поднятия. Пласт вскрыт во всех скважинах описываемой зоны, кроме скважин 44 и 229.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 20,2 м. Увеличение толщин наблюдается с севера на юг и максимальная толщина отмечается на юго-западном склоне Западно-Моисеевского поднятия, в скважинах 303 и 318, где она равна вышеуказанной максимальной величине. Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в целом по пласту равно 10,4 м. По керну пласт представлен песчаниками мелко-среднезернистыми средне-крепкосцементированными, иногда известковистыми.

В целом по пласту коэффициент песчанистости равен 0,75, расчлененности 1,8. По керну, геофизической и промысловой характеристикам продуктивный пласт неоднороден.

По фильтрационно-емкостным свойствам, в основном, по проницаемости, в пласте выделяется две пачки: верхняя – высокопроницаемая, названная пачкой А ($Ю_1^{3A}$), и нижняя – менее проницаемая, названная пачкой Б ($Ю_1^{3B}$). Разделение базируется на детальном изучении фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, капилляриметрических исследований, результатов литолого-петрографического анализа, а также данных промыслово-геофизических исследований, которые позволяют проследить двухслойное строение пласта. Несмотря на то, что пласт разделен на пачки, он представляет собой единое геологическое тело, единую гидродинамическую систему. [1]

1.4 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивных пластов васюганской свиты определялись по данным исследования керна и интерпретации геолого-геофизических исследований. Керном охарактеризовано 17 скважин. Гидродинамические исследования проводились в 16 скважинах (10 скважин поисково-оценочных, 6 эксплуатационных). Наиболее полно коллекторские свойства охарактеризованы по материалам ГИС (93 скважины, 503 исследования). Полученные результаты определений коллекторских свойств разными способами по пластам Двуреченского месторождения представлены в таблице 1.2. Как показывает таблица, сходимость параметров, определенных разными способами, хорошая и удовлетворительная.

Таким образом, горизонт $Ю_1$ характеризуется большой степенью неоднородности коллекторских свойств: пласты-коллектора надугольной и межугольной толщ: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^M$ имеют низкие коллекторские свойства, подугольный пласт $Ю_1^3$ в свою очередь отличается резкой дифференциацией свойств – в верхней части (пачка А) он обладает свойствами «суперколлектора», в нижней – аналогичен коллекторам надугольной и межугольной толщ.[6]

Минимальные средние значения проницаемости отмечены в пласте $Ю_1^M$ – 5.9 мД по керну, 7.3 мД по ГИС. По керновым данным максимальные значения проницаемости отмечаются: на Двуреченской площади в скважине 29П -741 мД, на Западно-Моисеевской – в скважине 25 – 2392 мД, на Лесмуrowsкой – в скважине 215 – 3584 мД.

По ГИС на Двуреченской площади наибольшие значения коэффициента проницаемости были получены по скважинам 77 и 85 (628мД). На Западно-Моисеевском участке максимальными оказались значения в скважинах 24 (524мД), 28 (378мД), на Лесмуrowsком – в скважине 218 (575 мД).

Значения проницаемости по горизонту Ю₁, полученные при гидродинамических исследованиях, изменяются от 9 до 1186 мД, при среднем значении 189 мД. Аналогичный показатель, полученный по лабораторным исследованиям керна, характеризуется большей выборкой и разбросом значений (0.1-3584 мД) при среднем – 42.8 мД.

Данные по определению открытой пористости получены по результатам лабораторных исследований керна и промыслово-геофизическими исследованиями и характеризуются близкими значениями. В среднем по горизонту Ю₁ значение пористости составляет 0.16, при минимальном значении 0.12 (образец) по пласту Ю₁² и максимальном - 0.24 (образец) по пласту Ю₁^{3А}. По всем пластам наблюдается анизотропия проницаемости. В подсчете запасов принято значение нефтенасыщенности, определенное по данным промыслово-геофизических исследований. Значения параметра изменяются в пределах от 0.42 до 0.93. Наиболее высокие значения наблюдаются по пласту Ю₁^{3а} (0.736 –среднее). Максимальные значения коэффициента нефтенасыщенности наблюдаются в северной части залежи пласта Ю₁³, в районе скважин 92 (Кн-0.88), 85 (Кн – 0.80), а также в юго-западной части в районе скважин 24 (Кн-0.89), 22, 15, 13 (Кн – 0.84-0.87). [1]

Таблица 1.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов Двуреченского месторождения

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Пласт Ю ₁ ¹				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	1
	Количество определений/учтен. шт.	4/3	6/4	2/-
	Среднее значение	4,6	0,15	-
	Интервал изменения	2,1 – 21,2	0,15-0,16	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	11	11	11
	Количество определений/учтен. шт.	14/14	14/14	10/10
	Среднее значение	9,7	0,16	0,65
	Интервал изменения	1,3 – 36,7	0,14 – 0,18	0,52 – 0,79
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	1/1	-	-
	Среднее значение	17,5	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Пласт $Ю_1^2$				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	5	5	3
	Количество определений/учтен. шт.	39/26	40/38	5/5
	Среднее значение	21,7	0,17	0,59
	Интервал изменения	1,4 – 115	0,12 – 0,2	0,46 – 0,65
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	58	58	34
	Количество определений/учтен. шт.	79/79	79/79	49/49
	Среднее значение	7,8	0,16	0,63
	Интервал изменения	1,2 – 34,6	0,13 – 0,18	0,44 – 0,89
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	1/1	-	-
	Среднее значение	17,5	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Пласт $Ю_1^M$				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	5	5	-
	Количество определений/учтен. шт.	46/32	73/55	-
	Среднее значение	5,9	0,15	-
	Интервал изменения	0,4 – 381,4	0,13 – 0,18	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	53	53	50
	Количество определений/учтен. шт.	72/72	72/72	63/63
	Среднее значение	7,3	0,15	0,59
	Интервал изменения	1,2 – 405,5	0,13 – 0,19	0,43 – 0,74
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	2/2	-	-
	Среднее значение	709	-	-
	Интервал изменения	698 – 720	-	-
Пласт $Ю_1^{3a}$				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	6	6	6
	Количество определений/учтен. шт.	254/196	207/173	67/66
	Среднее значение	273	0,19	0,77
	Интервал изменения	20 - 3583	0,16 – 0,24	0,46 – 0,9
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	72	72	72
	Количество определений/учтен. шт.	163/163	163/163	163/163
	Среднее значение	270	0,18	0,76
	Интервал изменения	28,9 – 628,5	0,16 – 0,20	0,52 – 0,91

	Среднее значение Интервал изменения			
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	10	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	15/13	-	-
	Среднее значение	420,8	-	-
	Интервал изменения	20,7 - 1186	-	-
Пласт $Ю_1^{36}$				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	8	8	8
	Количество определений/учтен. шт.	205/119	218/127	54/41
	Среднее значение	23,8	0,16	0,64
	Интервал изменения	0,1 - 2370	0,13 – 0,23	0,48 – 0,8
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	73	73	73
	Количество определений/учтен. шт.	175/175	175/175	175/175
	Среднее значение	11,2	0,16	0,54
	Интервал изменения	1,6 – 50,3	0,13 – 0,19	0,42 – 0,78
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	5	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	5/5	-	-
	Среднее значение	28,8	-	-
	Интервал изменения	2,7 – 9,4	-	-
Итого по горизонту $Ю_1$				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	14	14	14
	Количество определений/учтен. шт.	548/376	544/397	128/112
	Среднее значение	45,7	0,16	0,67
	Интервал изменения	0,1 - 3583	0,12 – 0,24	0,46 – 0,9
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	93	93	88
	Количество определений/учтен. шт.	503/503	503/503	480/480
	Среднее значение	77,2	0,16	0,64
	Интервал изменения	0,9 - 628	0,13 – 0,2	0,42 – 0,91
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	16	-	-
	Количество определений/учтен. шт.	23/21	-	-
	Среднее значение	303,9	-	-
	Интервал изменения	2,7 - 1186	-	-

1.5 Свойства и состав нефти, газа и воды

В процессе разведки и разработки Двуреченского месторождения была исследована 31 глубинная проба нефтей из 8 скважин и 31 устьевая проба из 10 скважин.

В лаборатории геохимии и пластовых нефтей ТомскНИПИнефть для нефтей Двуреченского месторождения были выполнены хроматомасс-спектрометрические анализы и рассчитаны геохимические параметры, которые показали принадлежность всех нефтей этого месторождения к нефтям одного генетического типа.

Основные физико-химические свойства пластовых нефтей и диапазон их изменения приведены в таблице 1.3. Нефти имеют достаточно низкий газовый фактор 36,8 и 36,0 м³/т после однократного и ступенчатого разгазирования, соответственно. Давление насыщения нефти газом в среднем составляет 5,4 МПа, что существенно ниже пластового давления. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,46 мПа*с.[2]

Таблица 1.3 – Свойства пластовой, разгазированной нефти и газа горизонта Ю₁ Двуреченского месторождения

Наименование	горизонт Ю ₁			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Пластовое давление, МПа	6	32	24,4-27,5	26,6
Пластовая температура, °С	6	32	97-91	88,9
Давление насыщения газом, МПа	6	32	2,5-6,4	5,4
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	6	32	20,4-48,2	36,8
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	6	32	1,085-1,183	1,148
Газосодержание при ступенчатом разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P ₁ = 0,40 T ₁ = 50°С				32,6
P ₂ = 0,22 T ₂ = 15°С				0,7
P ₃ = 0,103 T ₃ = 40°С				2,7
Суммарное газосодержание, м ³ /т	6	32	18,2-44,7	36,0
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	6	32	1,088-1,187	1,149
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	6	31	758,6-805,7	776,7
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	6	31	1,19-2,10	1,46
Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	6	31	847,0-861,0	855,4
Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	6	31	847,5-861,3	855,5
Плотность газа после однократной сепарации, кг/м ³	6	32	1,006-1,282	1,181

Физико-химические свойства разгазированных нефтей и диапазон их изменения приведены в таблице 1.4. Нефть достаточно тяжелая со средней плотностью 854,1 кг/м³, сернистая, смолистая, парафинистая. Нефть горизонта Ю₁ относится ко 2 классу и 2 типу. Разгазированная нефть залежей характеризуется достаточно высоким выходом светлых фракций до 300°C, объемный выход ее составляет в среднем по пласту – 48,0%.

Таблица 1.4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти горизонта Ю₁ Двуреченского месторождения

Наименование		горизонт Ю ₁			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Средние значения
		скважин	проб		
1		2	3	4	5
Вязкость динамическая, мПа*с, при 20 ⁰ С		14	27	4,74-9,35	7,40
50 ⁰ С		14	27	2,62-4,14	3,51
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³		14	27	840,5-863,0	854,1
Температура застывания, °С		10	14	(-23) – (-4)	-13
Массовое содержание, %	Серы	14	30	0,47-0,88	0,71
	Смол силикагеновых	14	31	5,35-9,95	7,55
	Асфальтенов	14	31	1,24-4,49	2,72
	Парафинов	14	31	1,25-4,59	3,00
Температура плавления парафина, °С		14	31	47-58	52
НК, °С		11	18	39,0-92,0	55,1
Объемный выход фракций, %	до 100 °С	3	4	6,0-7,0	6,4
	до 150 °С	3	4	16,0-20,0	18,0
	до 200 °С	14	31	17,0-31,0	25,6
	до 300 °С	14	31	40,0-56,0	48,0

Информация о физико-химических свойствах и составе пластовых вод немногочисленна. В таблице 1.5 приведены обобщенные результаты. Разброс значений минерализации вод Западно-Моисеевской площади несколько шире, чем на Двуреченской.[3]

Таблица 1.5 - Свойства и содержание ионов в пластовой воде Двуреченского месторождения

Содержание ионов, мг/л	Рекомендуемые значения
Сумма ионов калия и натрия	9971,7
Кальций	729,0
Карбонаты	Отс.
Гидрокарбонаты	1341
Хлориды	16327,0
Магний	134
Плотность, г/см ³	1,017
рН	7,20
Минерализация	29760
Тип воды	хлоркальциевый

Согласно классификации природных вод по В.А.Сулину, они относятся к хлоркальциевому типу.

1.6 Запасы нефти

Эксплуатационное бурение Двуреченского месторождения было начато на основании «Проекта пробной эксплуатации Двуреченского месторождения», согласно протоколу ЦКР № 2594 от 27.06.2000 г., «Проекта пробной эксплуатации Западно-Моисеевского месторождения» – протокол ЦКР № 2642 от 01.11.2000 г. и «Проекта пробной эксплуатации Лесмуrowsкого месторождения» – протокол ЦКР № 2933 от 28.11.2002 г.[2]

По результатам эксплуатационного бурения залежь Ю₁³ – основной продуктивный горизонт – оказалась единой. Три площади были объединены в единое – Двуреченское месторождение. Геологические запасы Двуреченского месторождения представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Геологические запасы Двуреченского месторождения

Балансовые запасы, тыс.т.	63420
Начальные извлекаемые запасы, тыс.т.	27981
Остаточные запасы	8950
Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН)	0,4410
Текущий КИН	0,3
Накопленная добыча на 01.01.2009, тыс.т.	19030,6
% отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), %	68

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Проектные показатели разработки

В настоящее время разработка ведется на основании рекомендуемого варианта «Технологической схемы разработки Двуреченского месторождения».

Расчет технологических показателей выполнен с помощью компьютерной гидродинамической модели месторождения для пяти вариантов разработки. Все варианты рассчитаны до срока достижения значения технологического коэффициента извлечения нефти. Во всех вариантах предусмотрены операции по ГРП по всему проектному добывающему фонду.

Предлагаемые к рассмотрению варианты отличаются расстоянием между скважинами в разбуренной и неразбуренной частях месторождения, применению методов увеличения нефтеотдачи пластов, отклонение величины накопленной добычи нефти 10 %. Из предложенных вариантов разработки месторождения с применением пятиточечной системы разбуривания наилучшими технологическими показателями (КИН, добыча нефти) обладает вариант 1. Согласно первому варианту предусмотрено увеличение фонда добывающих скважин до 163 в 2017 г. Количество кустовых площадок будет увеличено до 18.

В соответствии с проектными решениями общий объем добываемой жидкости достигает максимума 13475,9 тыс. т в 2009 г. (таблица 2.1), при этом наблюдается монотонное снижение среднего дебита скважин по жидкости с максимального значения 542,7 м³/сут в 2007 году, до 130,8 м³/сут в 2017 г. Далее предусмотрено плавное снижение среднего дебита до 46 м³/сут в 2081 г. При этом максимальный дебит скважин ожидается на уже разбуренных кустах в центральной части месторождения, в среднем около 400 м³/сут. Максимальный дебит более 500 м³/сут ожидается только на отдельных новых скважинах куста 5 и куста 11. На южной части Западно-Моисеевской площади и западной части Двуреченской площади ожидаемые дебиты новых скважин существенно меньше и составляют, в среднем, до 146 м³/сут.[2]

Таблица 2.1 – Основные технологические показатели разработки Двуреченского месторождения

Показатель/год разработки	2007	2009	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Добыча нефти всего, тыс.т	2309,9	1725,3	1379,7	1085,1	824,2	726,9	688,0	590,0	575,0
Действующий фонд добыв. скважин на конец года, шт	84,0	94,0	106,0	113,0	120,0	128,0	135,0	142,0	156,0

Продолжение таблицы 2.1

Средний дебит жидкости дейст. скв., т/сут	542,7	446,2	415,1	384,8	333,5	306,2	260,1	189,2	173,7
Действующий фонд нагнет. скв. на кон. г., шт	40,0	51,0	61,0	74,0	71,0	79,0	82,0	88,0	93,0
Средняя приемистость нагнетательных скв., м3/сут	1284,4	1002,4	835,7	714,1	669,9	580,5	481,2	356,1	331,8
Средняя обводненность продукции дейст ф. скв., %	81,9	86,4	89,8	91,8	93,3	94,0	93,6	92,9	93,1
Добыча жидкости всего, тыс.т/год	12781	12725	13476	13311	12247	12101	10789	8348	8375
Добыча жидкости всего, тыс.т/сут	35,5	35,3	37,4	37,0	34,0	33,6	30,0	23,2	23,3
Зак. раб. агента, тыс.м ³ /год	14929	14767	15337	15313	13931	13892	12314	9573	9746
Добыча газа, млн. м ³ /год	83,16	62,11	49,67	39,06	29,67	26,17	24,77	21,24	20,70
Объем водозабора, тыс. м ³ /г.	4722,8	4046,1	3547,7	3396,4	2797,9	2805,6	2468,9	2011,7	2143,6
Кол-во водозаб. скв., шт.	16	14	12	12	10	10	9	7	8
Показатель/год разработки	2016	2017	2018	2019	2022	2023	2028	2033	2036
Добыча нефти всего, тыс.т	605,1	642,6	570,9	490,1	323,1	283,5	174,5	107,7	84,9
Действующий фонд добыв. скважин на конец года, шт	156,0	163,0	160,0	153,0	129,0	124,0	103,0	86,0	77,0
Средний дебит жидкости дейст. скв., т/сут	149,4	130,8	100,5	74,7	51,0	50,7	48,7	41,7	38,6
Действующий фонд нагнет. скв. на кон. г., шт	94,0	96,0	93,0	88,0	71,0	71,0	61,0	43,0	36,0
Средняя приемистость нагнетательных скв., м3/сут	276,6	250,0	198,6	158,9	107,3	102,1	94,9	95,2	94,2
Средняя обводненность продукции дейст ф. скв., %	91,5	90,3	88,9	86,9	85,1	86,3	89,4	90,9	91,3
Добыча жидкости всего, тыс.т/г.	7154,6	6627,5	5149,3	3754,8	2163,1	2063,4	1646,4	1178,9	977,4
Добыча жидкости всего, тыс.т/сут	19,9	18,4	14,3	10,4	6,0	5,7	4,6	3,3	2,7

Зак. раб. агента, тыс.м ³ /г.	8402,1	7799,5	6034,7	4593,4	2503,3	2380,8	1902,5	1345,1	1114,4
Добыча газа, млн. м ³ /год	21,78	23,13	20,55	17,64	11,63	10,21	6,28	3,88	3,06
Объем водозабора, тыс. м ³ /г.	2018,6	1966,3	1572,2	1411,3	709,9	646,0	467,8	301,0	244,5
Кол-во водозаб. скв., шт.	7	7	6	5	3	3	2	2	1

Изменение основных технологических показателей разработки по годам разработки на ближайшие 30 лет приведены на рисунке 2.1. Следует отметить, что за счет изменения динамики разбуривания и отклонения дебитов от проектных значений в настоящее время планируется более крутое падение добычи во времени при более быстром росте обводненности, по сравнению с действующим проектным документом.

Так, в 2011г. по проекту 2004г и данному анализу добыча жидкости составит 7355 и 12247 тыс. т, а по нефти - 537 и 824тыс т/год, соответственно. При этом в начальный период разработки показатели, скорректированные по опыту разработки, гораздо выше планов 2004г. как по жидкости, так и по нефти.

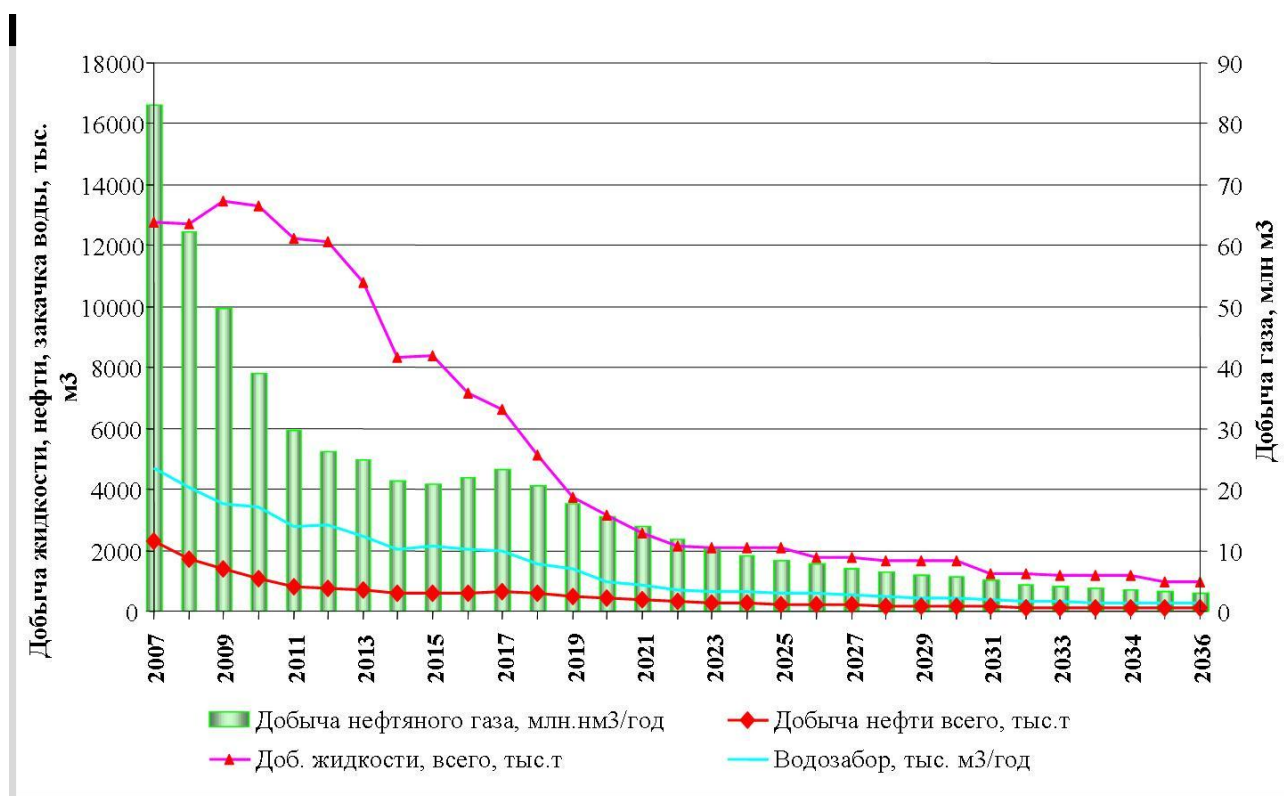


Рисунок 2.1 – Основные технологические показатели разработки Двуреченского месторождения

Наблюдалось отставание по большинству позиций добычи и закачки, обусловленное задержками в бурении и обустройстве площадей. Так, добыча нефти была ниже проектной на

20% (количество добывающих скважин 69 по сравнению с 85 по проекту), объем закачки ниже на 6.7% (количество нагнетательных скважин 33 по сравнению с 36 по проекту).

2.2 Текущее состояние разработки

Пробурено на Двуреченском месторождении 189 скважин основного фонда, из них 115 добывающих, 53 нагнетательных, 17 водозаборных скважин (таблица 2.2).

Добывающий действующий фонд составил 108 скважин, в бездействии находится 7 скважин. Нагнетательный действующий фонд составил 42 скважин, в бездействии находится 1 скважина. Соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин в целом по месторождению равно 1:2.

Таблица 2.2 – Характеристика фонда скважин

Пробуренный фонд	189
Фонд добывающих скважин	115
Действующий фонд:	108
ЭЦН	44
RED	64
Бездействующий фонд	7
Фонд нагнетательных скважин	53
Действующий	52
Бездействующий	1
Водозаборные скважины	17
В ликвидации, в ожидании ликвидации	2
В консервации	1
Наблюдательные/пьезометрические	1

Накопленная добыча нефти и жидкости Двуреченского месторождения составила 19030,6, среднегодовая обводненность – 88,3 % (таблица 2.3). Средний дебит нефти и жидкости составил 44,1 т/сут и 377,7 м³/сут.

Таблица 2.3 – Текущие показатели разработки Двуреченского месторождения

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	19030,6
Среднегодовая обводненность продукции, %	88,3
Годовая добыча нефти, тыс.т.	103,311
Средний дебит 1 скважины (нефть), т/сут.	44,1
Средний дебит 1 скважины (жидкость), т/сут	377,7

Из общего объема добычи нефти получено за счет ЭЦН - 41 % и за счет РЭДА - 59 % (рисунок 2.2). Добыча нефти осуществляется только механизированным способом эксплуатации, установками ЭЦН и REDA различного типоразмера и производительности (от ЭЦН-30 до ЭЦН-400, от REDA-DN-285 до REDA-DN-10000). Всего установками ЭЦН оснащены - 44 добывающих скважины, установками REDA – 64 добывающих скважины.

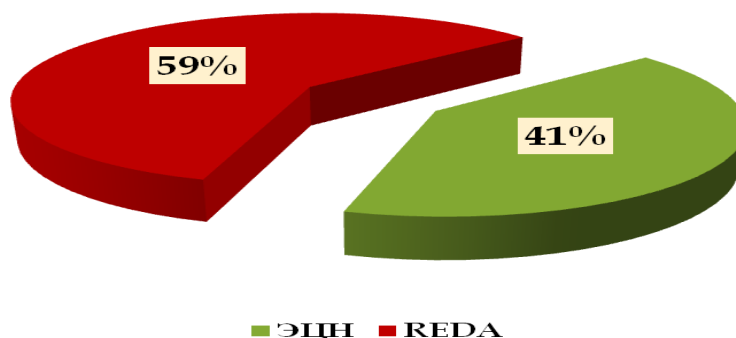


Рисунок 2.2 – Распределение скважин по видам насосов

Динамика показателей разработки за весь период разработки представлена на рисунке 2.3. Максимальный уровень добычи нефти за период разработки – 5577 тыс.т., при действующем добывающем фонде 60 ед. [2]

2.3 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти по горизонту Ю₁ Двуреченского месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), увеличению приемистости нагнетательных скважин, ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины. Для интенсификации притока к добывающим скважинам реализуется программа интенсификации добычи нефти методом форсированных отборов (применено на всех добывающих скважинах), улучшения условий притока флюидов к скважине - гидравлический разрыв пласта, дополнительная перфорация.

Интенсификация добычи нефти (ИДН) проводится за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления до 6 – 5 МПа. Форсирование отбора жидкости проводится в комплексе с методом поддержания пластового давления путём закачки рабочего агента (воды) в пласт. Показателем эффективности процесса служит положительная реакция большинства скважин на увеличение темпов отбора, т.е. повышение или, по крайней мере, прекращение снижения процентного содержания нефти в добываемой жидкости.

На Двуреченском месторождении были проведены работы по вводу новых скважин из бурения, перевод из разведочных и других категорий, проведены работы по гидроразрыву пласта и интенсификации добычи нефти (таблица 2.4).

Наибольший прирост от проведения ГТМ наблюдается в 2005 году и составляет 1320 тыс. т, в 2008 году прирост от геолого-технических мероприятий составил 416 тыс. т (рисунок 2.4).[10]

Наибольшая дополнительная добыча (1799,6 тыс.т) за период 2004-2008 гг. получена от ввода новых скважин из бурения и перевода из других категорий и составляет 53 % от общей дополнительной добычи (рисунок 2.5).

За счет проведения интенсификации добычи нефти получено 1249,1 тыс.т нефти или 36 % от общей дополнительной добычи. Проведение гидроразрыва пласта позволило получить дополнительно 356,6 тыс.т нефти (10%). Зарезка боковых стволов не проводилась. Таким образом, большая часть мероприятий на Двуреченском месторождении связана с вводом новых скважин, работой с простаивающим и неработающим фондом. В меньшей степени реализуются работы по интенсификации добычи нефти.

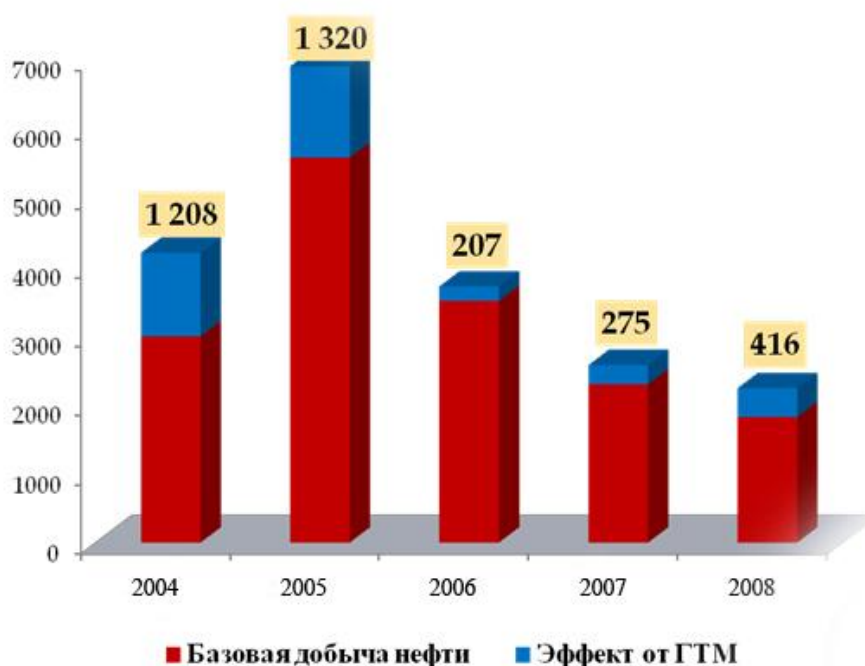


Рисунок 2.4 – Эффект от проведения геолого-технических мероприятий за 2004-2008 гг.

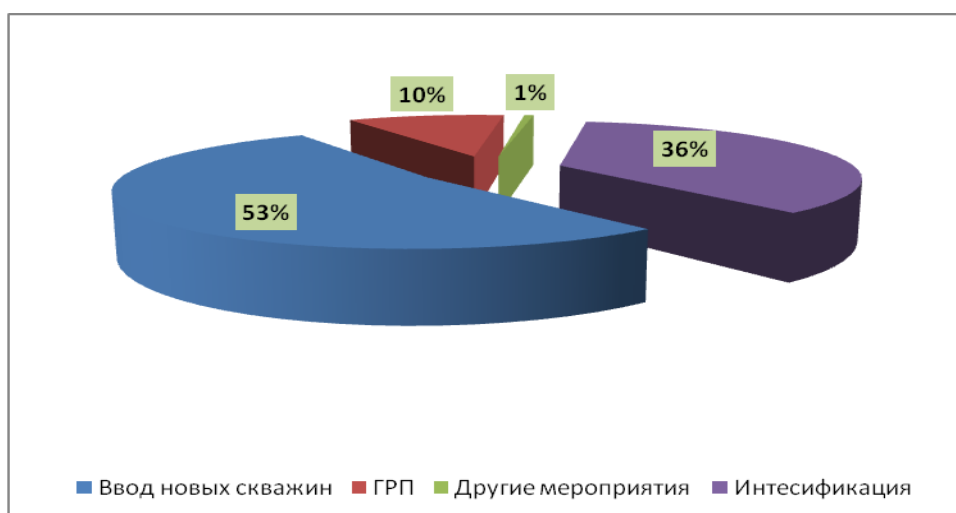


Рисунок 2.5 – Распределение дополнительной добычи по типам мероприятий

Таблица 2.4 – Динамика геолого-технических мероприятий за 2004-2008гг.

ПОКАЗАТЕЛИ	изм.	2004г.	2005г.	2006г.	2007г.	2008г.
		365	366	365	365	365
Базовая добыча нефти	тыс.т.	1786,83	4402,96	3341,11	2094,23	1410,37
без учёта потерь	т./сут.	4895	12030	9154	5738	3864
Базовая добыча жидкости	тыс.т.	1987,16	6451,63	9749,42	10932,0	10975,4
без учёта потерь	т./сут.	5444	17627	26711	29951	30070
Базовая обводненность	%	10,1%	31,8%	65,7%	80,8%	87,1%
	Q жид.	1263,02	197,361	75,352	193,804	505,528
Ввод новых скважин	дебит	191,0	130,7	64,8	38,3	139,9
из бурения, разведочных и	скв.	51	8	3	28	11
других категорий	выб.				2	2
	Q неф.	1188,25	139,092	23,101	97,843	351,293
	Траб.	6221,5	1064,47	356,37	2555,98	2511,69
Потери за счет простоя	Q жид.	7,020	13,320		114,225	9,303
ГРП	Q неф.	7,020	12,543	0,540	67,428	6,607
	Q жид.	4,848	175,217		193,138	92,387
	дебит	22,2	168,0		35,5	16,8
ГРП	скв.	1	4		17	15
	Q неф.	4,013	152,881		135,069	64,689
	Траб.	181,0	909,90		3809,30	3845,70
Потери за счет простоя	Q жид.	20,933	154,193	95,177	24,472	
интенсификации	Q неф.	15,114	133,370	46,700	7,501	
	Q жид.	21,354	1182,71	328,287	110,981	
	дебит	59,5	140,8	52,8	19,8	
Интенсификация	скв.	34	40	24	6	

	скв.эф ф.			18	5	
	Q неф.	16,011	1027,97 3	183,715	21,444	
	Траб.	269,0	7298,80	3481,90	1084,00	
	Q жид.			0,627	203,576	0,381
	дебит					0,1
Другие мероприятия	скв.			1	5	5
(2008- ПВЛГ)	Q неф.			0,511	20,735	0,051
	Траб.			54,9	862,7	413,10
Базовая добыча нефти с учетом потерь	тыс.т.	1779,81 8	4257,05 4	3293,87 3	2019,30 9	1403,76 7
	т./сут.	4876	11631	9024	5532	3846
Базовая добыча жидкости	тыс.т.	1980,14 4	6284,11 8	9654,25 1	10793,3 65	10966,1 08
	т./сут.	5425	17170	26450	29571	30044
Базовая обводненность	%	10,1%	32,3%	65,9%	81,3%	87,2%
Итого ГТМ	Q жид.	1289,22 4	1555,29 7	404,266	701,499	598,296
без учёта потерь	скв.	86	52	28	56	31
	Q неф.	1208,28 2	1319,94 6	207,327	275,091	416,033
Добыча нефти с ГТМ	тыс.т.	2988,10 0	5577,00 0	3501,20 0	2294,40 0	1819,80 0

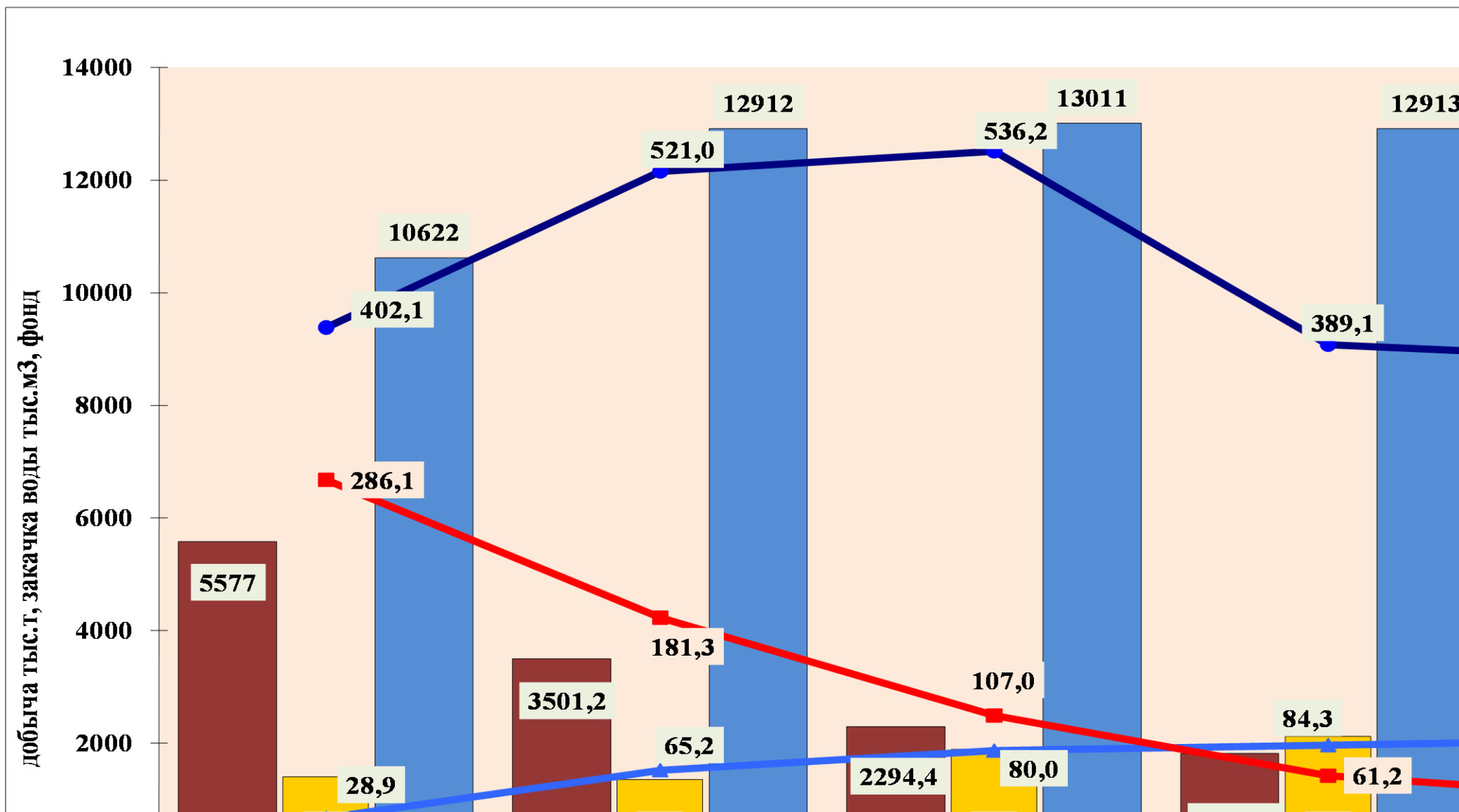


Рисунок 2.3 – Динамика разработки Двуреченского месторождения

3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

3.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

3.1.1 Требования к выбору способов эксплуатации

Промышленная продуктивность месторождения связана с песчаными пластами васюганской. Нефть классифицируется как лёгкая (плотность в нормальных условиях 856 кг/м³), сернистая (0,8% S), парафинистая (3% парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 65% метана, характеризуется как жирный. Средняя величина газосодержания по всем пластам принята – 36,0 м³ / м³. [6]

Перечисленные факторы могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с возможностью отложений АСПВ на НКТ, арматуре, наземных коммуникациях; вредным влиянием газа и др. Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

3.1.2 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности (10–2000 м³/сут) и развиваемых напоров (500–3000 м). В соответствии с паспортными техническими характеристиками погружные центробежные насосы допускают наличие свободного газа на приеме насоса не выше 25%. Кроме того, на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК, в том числе на Двуреченском,

имеется опыт применения импортных электроцентробежных насосов типа REDA серий EZ, DN, SN, GN, DR, GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до 1590 м³/сут.[8]

Минимально допустимое давление на приеме насоса для условий Двуреченского месторождения рассчитываем, используя специализированное программное обеспечение по подбору ЭЦН. Расчеты проводились с использованием известных корреляций Хайгедорна-Брауна для вертикального многофазного (нефть-газ-вода) потока, позволяющих корректно выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками, режимом течения, физико-химическими характеристиками флюида, инклинометрией скважин, другими техническими параметрами. Характеристики притока определялись по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

Ввиду низкого газового фактора у скважин с обводненностью 5% и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Результаты расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1% и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа, приведены в таблице 3.1. [11]

Таблица 3.1 – Результаты расчета условий работы УЭЦН при Р_{заб}=6 МПа

Исходные данные	Обозначение	Наименование параметра, размерность	ЭЦН
	L _с	Глубина скважины, м	2700
	P _{пл}	Пластовое давление, МПа	26,6
	P _{нас}	Давление насыщения нефти газом, МПа	5,4
	P _{заб}	Забойное давление (проектное), МПа	6
	P _б	Давление на буфере, МПа	1,5
	P _л	Давление в линии, МПа	1,5
	G _о	Газовый фактор, м ³ /т	36
	В	Обводненность, доли ед.	0,1
	ρ _г	Плотность газа в поверхностных условиях кг/м ³	1,193
	ρ _{пов}	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	855,5
	ρ _{пн}	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	776,7
	ρ _в	Плотность воды, кг/м ³	1002
Расчетные данные	Q	минимальная производительность установки, м ³ /сут	18-500*
	P _{пр}	Давление на приеме насоса, МПа	6,0
	H _{сп}	Глубина спуска насоса, м	2400
	H _{дин}	Динамический уровень, м	1800
	H _{нап}	Напор насоса, м	1700
	ΔP	Депрессия на пласт, МПа	20,6
	K _{пр}	Минимальный коэффициент продуктивности, м ³ /сут * МПа	0,8

Примечание - * установки REDA рекомендуются для высокопроизводительных скважин.

Для достижения запланированных проектом объёмов добычи жидкости на Двуреченском месторождении рекомендуется применение установок ЭЦН отечественного и импортного производства мощностью от 25 до 1500 м³/сут, в зависимости от коэффициента продуктивности конкретной скважины.

3.1.3 Эксплуатация скважин с использованием УШГН

В настоящее время на Двуреченском месторождении скважины с УШГН не эксплуатируются. УШГН можно рекомендовать для эксплуатации новых малодебитных скважин в краевых зонах (менее 12 м³/сут) и уже имеющихся высокообводненных, в частности, при переводе части скважин на режим периодической эксплуатации. Глубина спуска штангового насоса ограничивается нагрузками на головку балансира и на полированный шток от веса штанг и поднимаемой жидкости, силами трения, величиной утечек, потерей полезного хода плунжера в результате циклических нагрузок и др. Для условий эксплуатации месторождения рекомендуемая глубина спуска ШГСН составляет 1100-1200 м.[9]

3.1.4 Нетрадиционные способы добычи нефти

В эту категорию способов добычи нефти для скважин, вводимых в разработку на Двуреченском месторождении, можно отнести добычу нефти электропогружными винтовыми насосами (ЭВН), гидроприводными насосными установками (ГПН), штанговыми насосами-компрессорами. Такие установки не обеспечивают значительного прироста добычи, но способствуют повышению КИН, что также является одним из главных показателей разработки.

Применение ЭВН целесообразно преимущественно в условиях повышенной вязкости и газосодержания, не характерных для Двуреченского месторождения. Поэтому при возможности применения обычных ЭЦН и ШГН на месторождении применение винтовых насосов не рекомендуется.

Применение ГПН оправдано в условиях глубоких и наклонно-направленных скважин, они отличаются достаточно высоким КПД 0,65 – 0,7 и относительно низким удельным расходом электроэнергии на тонну продукции 3,8 – 5,4 кВт·ч/т по сравнению с традиционными насосными методами. К преимуществам ГПН также относят возможность замены насоса без глушения скважин и проведения подземного ремонта скважин.

Гидроструйные установки (ГСН) отличаются низкой чувствительностью к различным осложнениям (газосодержание, АСПО, мехпримеси), возможность замены насосов без глушения и СПО, возможность контроля динамического уровня и забойного давления для установок с двухрядной компоновкой. Однако они имеют весьма низкий КПД и, по опыту

эксплуатации в ОАО «Томскнефть» ВНК, достаточно низкую надежность, особенно в холодное время года из-за перемерзания коммуникаций и наземной арматуры.[13]

Диафрагменные погружные насосы (УЭДН), обеспечивающие широкий диапазон регулирования производительности при малых дебитах (4 – 16 м³/сут) и развивающие напор 1700 – 2000 м, эффективны в скважинах с высоковязким флюидом при большой концентрации мехпримесей. УЭДН применяются в Западной Сибири в ограниченном количестве в большинстве нефтяных компаний. Преимуществ перед УШГН и УЭЦН не наблюдается ни по добывным возможностям, ни по наработке на отказ. На рассматриваемом месторождении закладывать УЭДН нецелесообразно из-за большой глубины скважин и ограничений по допустимым напорам насосов.

Существенных осложнений, препятствующих применению традиционных насосных способов добычи, не предвидится, поэтому использование нетрадиционных способов не рекомендуется.

3.1.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования

Добыча нефти на месторождении будет осуществляться механизированным способом, в основном с использованием импортных и отечественных ЭЦН.

Рекомендуется применять устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин по ГОСТ 13846-89 и ТУ 26-16-46-77.

НКТ группы прочности Е (ГОСТ 633-80) Синарского трубного завода или Первоуральского новотрубного завода.

Технические средства и технологии подъема жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважины, учитывая возможный потенциал скважин, рекомендуется следующее оборудование:

- для новых скважин с проектным дебитом до 500 м³/сут – эксплуатационная колонна 146-168 мм, НКТ 73 мм, рекомендуются УЭЦН5, 5А производительностью 18–500 м³/сут, напор от 1500м (в коррозионно - и износостойком исполнении), выпускаемые ПК «Альметьевский насосный завод» АО «АЛНАС», ОАО «Борец», г. Москва или ЗАО «Новомет-Пермь»;
- для более продуктивных добывающих скважин – эксплуатационная колонна диаметром 168 -194 мм, НКТ 89 -114, рекомендуется использовать импортные насосы REDA (типа GN, DN) и Centrilift (типа FC, GC), производительностью от 500 до 1590 м³/сут.

Рекомендуется следующее устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин с УЭЦН:

- устьевая арматура АФК1–100-210 с колонной головкой ОКК–1-21-194-273 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для высокодебитных скважин (более 500 м³/сут);
 - устьевая арматура АФК1–80-210 с колонной головкой ОКК–1-21-168-245 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для скважин с дебитом более 200 м³/сут;
 - устьевая арматура АФК1Э–65-210 с колонной головкой ОКК–1-21-146-273 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для низкодебитных скважин;
 - система телеметрии «Титан» либо ПЭД с вынесенным погружным блоком системы телеметрии типа «ТМ-ПЭН» производства АО «АЛНАС»;
 - станции управления с устройством для плавного запуска электродвигателя
 - станции управления «Электрон-05» с вариаторами частоты ЗАО «Электрон»
 - станции управления с вариаторами частоты SPEEDSTAR IPWM VSD (до 1200 кВА)
- Максимальное количество механизированных действующих скважин планируется 163ед. в 2017г. (таблица 3.2).

Таким образом, добыча нефти на Двуреченском месторождении будет осуществляться механизированным способом, в основном с использованием высоконапорных ЭЦН, а также импортных высокопроизводительных ЭЦН типа REDA или Centrilit

Таблица 3.2 - Показатели эксплуатации добывающих скважин Двуреченского месторождения на период с 2007 - 2021 гг.

Способ эксплуатации	Показатели	Годы разработки						
		2007	2008	2009	2010	2011	2016	2021
ЭЦН	Ввод скважин, шт	26	10	12	7	7	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	84	94	106	113	120	156	136
	Дебит по жидкости максимальный, м ³ /сут	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	минимальный	25	25	25	20	20	12	12
	Средняя обводненность, %	81.9	86.4	89.8	91.8	93.3	91.5	84.9

3.2 Осложнения при эксплуатации скважин

Осложнения при эксплуатации скважин на Двуреченском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;

- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей;
- повышенным содержанием механических примесей;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- снижением продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Следует учитывать, что по ходу разработки состав и свойства пластовых флюидов и условия добычи будут существенно изменяться, что приведет к появлению новых или ослаблению проявления других типов осложнений. Многопластовый тип месторождения и значительная площадь также могут влиять на степень проявления разных типов осложнений. Необходимо вести борьбу с осложнениями по результатам текущего мониторинга добычи по участкам месторождения. [11]

Отложения АСПВ. Содержание в продукции скважин в среднем 13,27% асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) определяет возможность образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. Для Двуреченского месторождения температура насыщения нефти парафинами равна 52 °С. При пластовой температуре 89 – 90 °С, высокой обводненности (свыше 80%) и довольно высоких дебитах (в среднем свыше 500 т/сут) устьевая температура потока достигает 80-75 °С, поэтому проблема запарафинивания внутрискважинного оборудования не является важным осложнением добычи, что подтверждается опытом эксплуатации имеющихся скважин (отсутствие отказов по причине АСПО). В дальней перспективе при кратном снижении дебитов возможно накопление АСПО в виде нефтешлама в наземном оборудовании (выкидные линии, ГЗУ, сепараторы). Однако в связи с высокой обводненностью продукции образование монолитных отложений АСПО на стенках аппаратуры не прогнозируется.

Механические примеси. Присутствие значительных количеств механических примесей в продукции высокодебитных нефтяных скважин создает серьезные осложнения при эксплуатации механизированным способом, являясь основной причиной отказов ЭЦН. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), результатом выноса проппанта после проведения ГРП. В условиях интенсификации добычи, проведения ГРП при дебитах свыше 450-500м³/сут. Количество взвешенных частиц (КВЧ) гораздо выше допустимых пределов, достигая по отдельным анализам 1,5-1,8 г/л. В качестве способа

борьбы с механическими примесями уже применяются УЭЦН в коррозионно и износостойком исполнении с применением более стойких сталей и сплавов, упрочнения и создания защитной пленки на поверхности стали плазменным, электрохимическим или др. способами. При снижении дебита КВЧ резко падает, следует ожидать, что по мере разработки (после 2012г.) для большинства скважин вынос твердой фазы перестанет быть проблемой. Для высокодебитных скважин дополнительно рекомендуются: контроль выноса при эксплуатации; оснащение скважин с максимальным выносом твердой фазы фильтрами перед ЭЦН (сетчатыми или проволочными); фильтрами-насадками; установка забойных механических фильтров; применение очищенных от механических примесей жидкостей глушения и промывки скважин с использованием, например, блока очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ДАООТ “Нефтемаш”, г. Тюмень) или аналога; тщательная отмывка ПЗП скважин от дисперсного материала при освоении, после демонтажа ЭЦН, например, с помощью комплекта гибких труб и гидроциклонных установок промывки скважин.

Отложения солей. Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Пластовые воды Двуреченского месторождения являются низкоконцентрированными солевыми растворами (общая минерализация не более 35 г/л, в среднем около 29 г/л, судя по результатам анализов проб пластовой воды). Поэтому потенциал солеотложения в пластовых условиях не может быть высоким. Как причина отказов ЭЦН солеотложения зафиксированы лишь на отдельных скважинах эксплуатационного фонда. Практически единственный выпадающий минерал – кальцит. Для этих скважин допустимо применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Положительные результаты получены при применении ингибиторов ПАФ-13А и ВРКС. Объем закачиваемого ингибитора солеотложения для одноразовой обработки скважины должен составлять 5 – 8% от суммарного объема нефти в затрубном пространстве до приема насоса, с прокачкой и задавливанием данного объема в пласт.

Но основная часть кальцита будет выпадать в наземном оборудовании. Сочетание высокого КВЧ, гидрофильности выносимых из скважины твердых частиц и выпадение кальцита создает условия для образования прочной смешанной фазы, сцементированной кальцитом, плохо удаляемой даже кислотными промывками. Особую опасность представляют отложения в теплообменном оборудовании, предусмотренном проектами для охлаждения продукции скважин (резкое падение коэффициента теплопередачи, забивка части трубок с полным прекращением циркуляции, рост гидравлического сопротивления).

Для предотвращения образования таких отложений ниже приведены сводные данные по рекомендуемым ингибиторам солевых отложений, хорошо зарекомендовавшим себя в условиях РФ.

ПАФ-13 –натриевая соль производного фосфоновой кислоты –жидкость с резким запахом, плотностью 1,3г/мл. Температура застывания -30 °С, кипения -99 °С, термостойкость до 180°С, рабочая дозировка-12-15г/м3. В зимнее время в рецептуру включается антифриз (обычно этиленгликоль).

ОЭДФ – также производное фосфоновой кислоты связывает ионы кальция, магния, стронция. Белый порошок, хорошо растворим в воде, спиртах, нерастворим в нефти. Применяется в виде 2-3%раствора, зимой- с антифризом (до 50%этиленгликоля), дозировка 5-8г/м3 воды. Обладает свойствами ингибитора коррозии, совместим с большинством деэмульгаторов.

СНПХ-5100 – водный раствор акрилатов, рН=3-4, нерастворим в нефти. Применяется при температуре до 200 °С, дозирование- 5 г/т воды.

СНПХ-5311-желтая жидкость, замерзающая при -50 °С, кислая (рН до 2,5), рабочая концентрация 10-20 г/т, хорошо растворима в воде, дополнительный эффект-защита от коррозии.

Ингибиторы зарубежного производства (Servo-367 и др.) часто также производные фосфоновой кислоты, соли полифосфорной кислоты, термостойки, нетоксичны, но за счет добавок и более сложных производных их дозировка может быть в 1,5-2 раза ниже, чем российских (до 8г/т). При проверенной совместимости ингибитора солевых отложений с ингибитором коррозии и деэмульгатором целесообразна их совместная закачка через реагентный блок в виде смеси с заранее рассчитанной дозировкой. Если ингибитор солевых отложений сам способен защищать сталь от коррозии, выгоднее использовать его взамен ингибитора коррозии.

Вредное влияние газа. Газовый фактор нефти данного месторождения невелик, обводненность продукции велика, поэтому газ не может быть причиной осложнений при механизированной добыче. Сероводород в газе отсутствует, поэтому газ не обладает и повышенной коррозионной активностью, не образует пиррофорных сульфидов железа.

Коррозионный износ. По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа оборудования. В соответствии с действующей тех. схемой обводненность продукции составляет свыше 80% при средней минерализации ниже 30 г/л. Пластовая вода не содержит особо агрессивных

примесей, поэтому скорость коррозии предполагается умеренная (до 0,3мм/год). Росту влияния коррозионного фактора способствует высокая температура на устье скважин.

Сверхнормативная кривизна скважин. Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. При сверхнормативном искривлении ствола скважин (более 2° на 10 м) ухудшаются условия работы насосного оборудования. При больших (более 2° на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема повышается вероятность обрыва УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что сокращает межремонтный период (МРП). Однако вследствие массового проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах Двуреченского месторождения и накладываемых в связи с этим ограничений на наклон скважин (отклонение от вертикали не более 30°) данное осложнение не представляется существенным, что подтверждается накопленным опытом разработки.

Снижение продуктивности скважин. Снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны отмечено для высокодебитных скважин Двуреченского месторождения, но на продуктивность влияет ряд факторов, кроме обычного загрязнения ПЗП разными типами загрязнителей. Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены следующие традиционные способы: химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями); депрессионные методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), основанные на вымывании частиц загрязнителей потоком флюидов при резком повышении разности пластового и забойного давлений.

Глушение скважин в процессе ремонтных работ. В настоящее время в качестве жидкостей глушения скважин применяется товарная нефть и водные растворы NaCl, CaCl₂ в сеноманской воде. Отмечено, что значительного негативного влияния на дебит операции глушения не оказывают.

Мероприятия по увеличению межремонтного периода работы УЭЦН. Основная часть ранее рекомендованного в технологической схеме разработки Двуреченского месторождения для повышения межремонтного периода работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН, выполняется.[11]

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

4.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°C; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м.

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает: центробежный насос с 50-600 ступенями; асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом; протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды; компенсатор; кабельную линию; трансформатор и станцию управления.

На рисунке 4.1 представлена одна из часто встречающихся на промысле схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного насоса.

Для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.[5]



Рисунок 4.1 Состав УЭЦН

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При

использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена

диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объеме. Изменение объема масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сросткой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для

запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевой арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса, автоматический самозапуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевой арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.[5]

4.2 Анализ применяемого погружного оборудования

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

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин: нефтяных, с высоким содержанием парафина; малодебитных с низким уровнем жидкости; малодебитных с водонапорным режимом; высокодебитных; сильнообводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо отбирать большое количество воды; глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности; наклонных скважин; с высоким газосодержанием; с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы насоса значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа. К методам борьбы с попаданием газа в насос относится: увеличение погружения насоса под динамический уровень; установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ - напор (подача), $KПД(Q)$ - коэффициент полезного действия (подача), $N(Q)$ - потребляемая насосом мощность (подача). Обычно эти характеристики даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале. Всякий центробежный насос, в том числе и ЭЦН, может работать при закрытой задвижке ($Q = 0$, $H = \max$) и при отсутствии противодействия на выкиде ($Q = Q_{\max}$, $H = 0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а, следовательно, и $KПД = 0$. При определенном соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, $KПД$ достигает максимального значения равного примерно 0,5-0,6. Подачу и напор, соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называют оптимальными. Зависимость $KПД (Q)$ около своего

максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ЭЦН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину.

Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ЭЦН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3-5%. Это обуславливает целую область работы ЭЦН, которая называется рабочей частью (рисунок 4.2). [5]

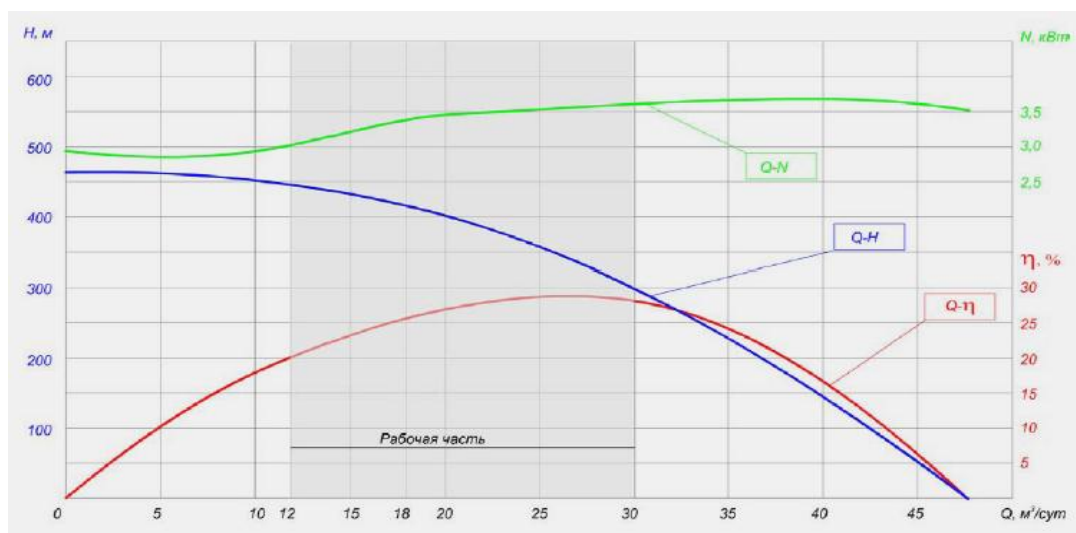


Рисунок 4.2 Паспортная характеристика УЭЦН 5-18, на подачу 18 м³/сут. по воде плотностью 1000 кг/м³, количество ступеней -100.

4.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин.

Фонд действующих добывающих скважин на Двуреченском месторождении на составляет 108 единиц.

На сегодняшний день значительная роль в добычи нефти по Васюганскому региону принадлежит фонду скважин, оборудованному УЭЦН.

Добыча нефти напрямую связана с эксплуатацией фонда скважин, оборудованных УЭЦН, и увеличение сроков службы погружного оборудования является залогом стабильности добычи нефти и снижения затрат на обслуживание фонда скважин.

Основной отбор нефти по месторождению проводится по скважинам, работающим с дебитом нефти от 10 до 100 т/сут. Распределение скважин действующего фонда по дебитам нефти приведено в таблице 4.1 и проиллюстрировано на рисунке 4.3, из которого следует, что 19 % скважин действующего фонда работают с дебитами менее 10 т/сут, 75 % скважин работают с дебитами от 10 до 100 т/сут, остальные 10 % с дебитами более 100 т/сут.

По всем скважинам месторождения отмечается присутствие воды практически с начала разработки. Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности представлено в таблице 4.2 и на рисунке 4.4. Из рисунка видно, что 25 %

скважин работают с маленькой обводненностью – до 20%. 21 % скважин работают с обводненностью от 20 до 60 %, высокообводненными можно считать 21 % скважин Двуреченского месторождения. Наибольшую долю (34 %) составляют скважины, в которых обводненность достигла критического значения.

Диапазон дебитов, т/сут	% скважин
0-10	19
10-100	71
100-200	9
>200	1

Таблица 4.1 – Распределение фонда скважин по дебитам за январь 2010

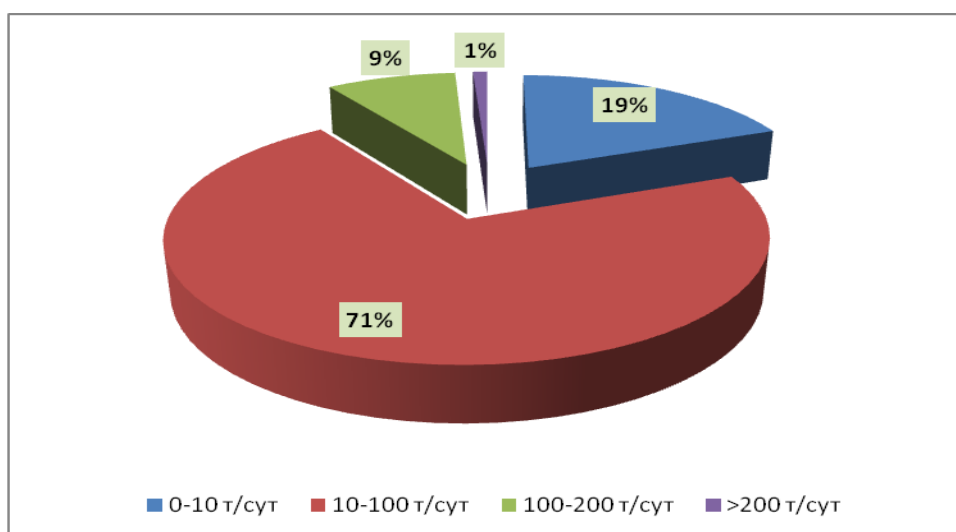


Рисунок 4.3 Распределение фонда скважин по дебитам за январь 2010

Таблица 4.2 – Распределение фонда скважин по обводненности

Диапазон обводненности, %	% скважин
0-20	25
20-40	13
40-60	8
60-90	21
>90	34

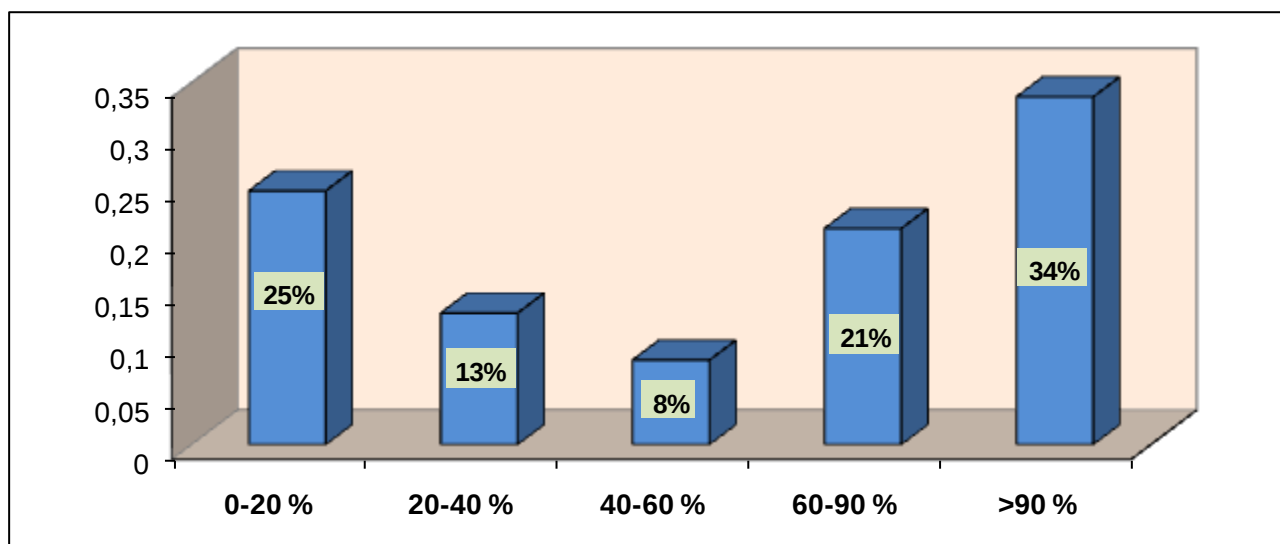


Рисунок 4.4 – Распределение фонда скважин по обводненности.

Как было сказано в анализе разработки эксплуатация фонда скважин на Двуреченском месторождении осуществляется установками российского производства, а также установками REDA с диапазоном номинальной подачи от 30 до 1600 м³/сут (рисунок 4.5).

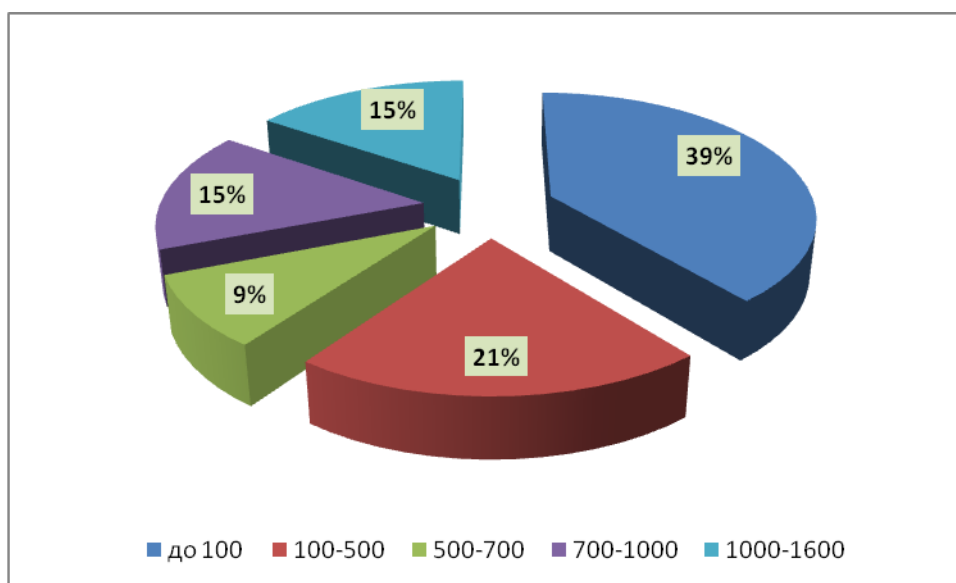


Рисунок 4.5 Распределение скважин по номинальной производительности

Согласно диаграмме основная часть фонда Двуреченского месторождения оснащена высокодебитными насосными установками, которые имеют теоретические дебиты более 100 м³/сут, причем большая часть импортного производства REDA, REDA EZ Line.[10]

Рассмотрим условия работы УЭЦН на Двуреченском месторождении за январь 2010 г. Коэффициент подачи насоса является важной характеристикой его работы и определяется как отношение действительной подачи насоса к теоретической (паспортной) подаче. На рисунке 4.6 изображено распределение фонда скважин Двуреченского месторождения по коэффициенту подачи.

Согласно диаграмме 9 % скважин имеют коэффициент подачи более 1, что говорит о том, что они работают в «правой» рабочей зоне насоса. 23 % скважин имеют коэффициент подачи от 0,8 до 1, что свидетельствует о высокой эффективности работы установок и правильности подбора оборудования. 46 % скважин с коэффициентом подачи, изменяющимся в диапазоне от 0,5 до 0,8, что выходит за границы оптимальной зоны насоса. Оставшиеся 21 % работают с низким коэффициентом подачи, их фактический дебит составляет лишь 20-50 % от номинальной подачи.

Чтобы судить об эффективности работы системы «скважина-пласт» необходимо также проанализировать данные по динамическим уровням скважин Двуреченского месторождения. Глубина спуска УЭЦН на Двуреченском месторождении варьирует от 2200 м до 3100 м. Динамический уровень скважин месторождения изменяется в широком диапазоне (от 1400 до 2700 м).

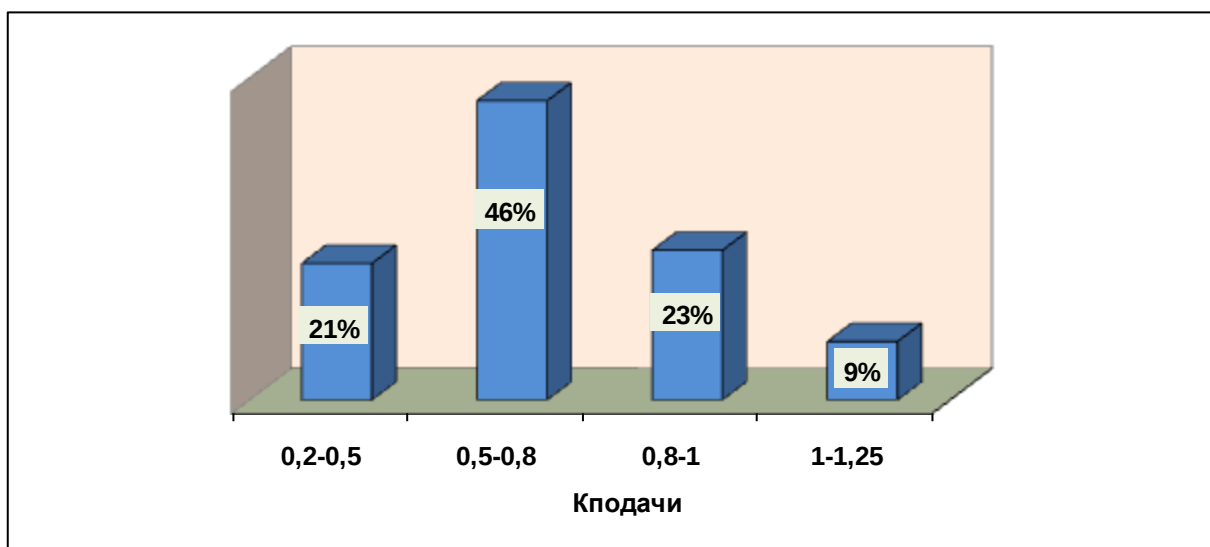


Рисунок 4.6 Распределение фонда скважин по коэффициенту подачи

Ниже на рисунке 4.7. представлена гистограмма распределения фонда скважин с УЭЦН в зависимости от величин динамических уровней жидкости Нд, из которого следует, что число скважин со значениями Нд 2200 -2700 м. составляет около 1/2 от их общего числа. Эта группа скважин характеризуется меньшей обводненностью в пределах 46 - 29 %, но низкими динамическими уровнями, поэтому для нее невозможна интенсификация отбора, т.е. еще большее понижение уровня Нд.

Остальная часть скважин отличается повышенной обводненностью (более 90 %), поэтому следует ожидать, что при интенсификации этих скважин обводненность продукции может еще более увеличиться и привести к падению дебитов нефти. Дальнейшая интенсификация также невозможна.

По отношению значения динамического уровня скважины к значению глубины спуска насоса можно судить об интенсивности работы установки. Приближение отношения $N_{дин}/N_{сп}$ к единице свидетельствует о том, что динамический уровень приближается к установке и дальнейшая интенсификация невозможна.

Напротив, если отношение $N_{дин}/N_{сп}$ стремится к нулю, необходима интенсификация работы скважины, установка насоса с большей производительностью, либо спуск установки на большую глубину. На рисунке 4.8 представлено распределение фонда скважин Двуреченского месторождения по $N_{дин}/N_{сп}$.

Согласно диаграмме 31 % скважин не нуждаются в интенсификации и работают с $N_{дин}/N_{сп}$ близким к единице. Отношение $N_{дин}/N_{сп}$ равное 0,7-0,9 имеет 49 % фонда. Особое внимание заслуживает последняя категория диаграммы (21 %), работающая с высокими динамическими уровнями и $N_{дин}/N_{сп} = 0,55-0,7$, для данной категории скважин возможен подбор более производительных установок, при условии экономической эффективности при проведении интенсификации.

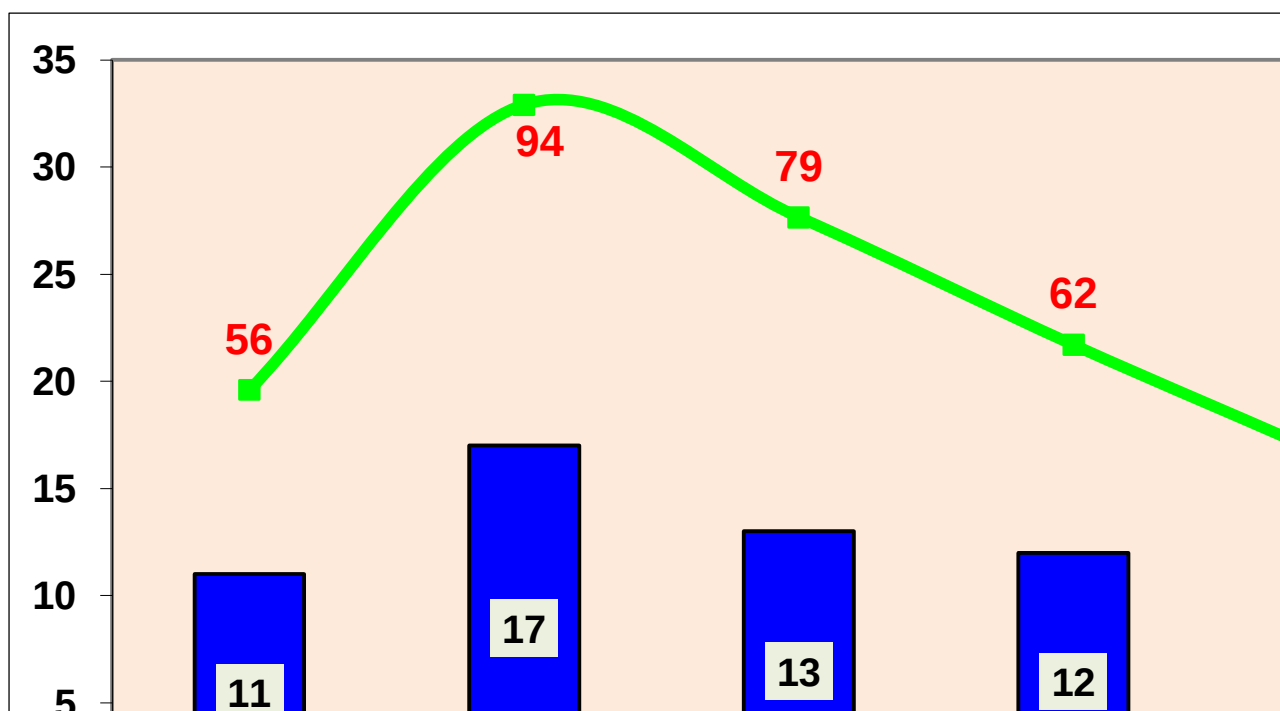


Рисунок 4.7 Распределение фонда скважин по динамическим уровням

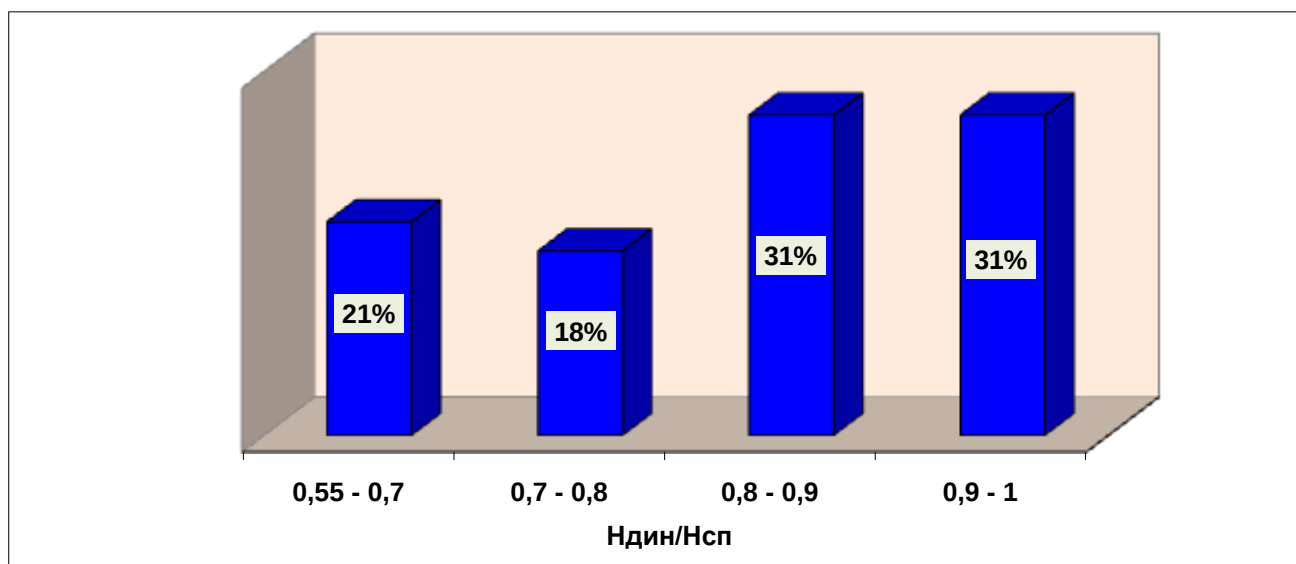


Рисунок 4.8 – Распределение скважин по отношению динамического уровня к глубине спуска насоса ($H_{дин}/H_{сп}$) .

4.4 Влияние режимно – технологических параметров на эффективность эксплуатации УЭЦН

Для оценки взаимного влияния технологических параметров скважин друг на друга и выяснения, какие из них особенно значимо определяют качество работы установок ЭЦН, представляется целесообразным проведение множественного анализа промысловых данных технологического режима месторождения

Как следует из расчетов, многие технологические параметры достаточно тесно связаны между собой. На важнейший показатель эффективности эксплуатации УЭЦН - коэффициент насосов подачи по жидкости, оказывают значимое влияние величины напора насоса, динамического уровня, забойного давления, погружения насоса под динамический уровень, отношения напора насоса к динамическому уровню, значение теоретического дебита и диаметр штуцера. Для правильного построения расчетных зависимостей для коэффициента подачи необходимо использовать технологию множественной регрессии для всех значимых факторов.

В настоящее время отечественному потребителю предлагается значительное число типоразмеров нефтяных скважинных насосов и их ступеней как российского, так и зарубежного производства. Основой для выбора того или иного насоса для конкретной скважины при известных ее параметрах является характеристика, на которой указывается рабочая зона насоса по подаче. Анализ характеристик показывает, что ширина этой зоны весьма различна и положение ее границ относительно как номинальной подачи, так и подачи $Q_{опт}$, соответствующей максимуму КПД $\eta_{max}(*)$, также разное. Это подтверждается данными

таблицы, в которой для ряда ступеней приведены значения подач Q или $Q_{пр}$ соответственно на левой и правой границах рабочей зоны по отношению к $Q_{опт}$.

Из таблицы 4.3 видно, что ступени зарубежного производства имеют более широкую рабочую зону, чем отечественные. У части ступеней (FC 300, FC 320, DN 280, DN 440) расширение этой зоны достигнуто в основном за счет смещения левой границы в область малых подач. Какой-либо зависимости ширины рабочей зоны от конструктивного типа проточной части, характеризующей обобщенно коэффициентом быстроходности ψ , как для отечественных, так и зарубежных ступеней не наблюдается. Более того, даже ступени с одинаковыми ψ , например FC 320, FC 650 фирмы "Центри-лифт" и DN 440 фирмы "Рэда" имеют разные рабочие зоны, особенно сильно отличающиеся своими левыми границами.

Большой сдвиг левой границы рабочей зоны в область малых подач у ступеней зарубежного производства объясняется, по-видимому, стремлением использовать на малые подачи уже имеющиеся насосы, несмотря на достаточно низкие КПД (до 13...14 % на левой границе). Разработка отдельного насоса на такие подачи, как известно, представляет значительные технические трудности.[5]

Таблица 4.3 – Характеристики на левой и правой границах рабочей зоны по отношению к $Q_{опт}$

№ п/п	Ступень	$Q_{опт}$, м ³ /сут	η_{max} , %	$Q_{л} /$ $Q_{опт}$	$Q_{пр}$ $Q_{опт}$	№ п/п	Ступень	$Q_{опт}$, м ³ /сут	η_{max} , %	$Q_{л} /$ $Q_{опт}$	$Q_{пр}$ $Q_{опт}$
1	ЭЦН5-10	20	26	0.4	1.35	8	FC300	45	38	0.222	1.333
2	ЭЦН5-20	35	34	0.428	1.0	9	FC320	47.5	49.5	0.147	1.284
3	ЭЦН5-50	60	43	0.417	1.167	10	FC450	60	44	0.442	1.383
4	ЭЦН5-50	62.5	54	0.4	1.12	11	FC650	86	59	0.686	1.302
5	ЭЦН5-80	90	54	0.667	1.277	12	FC925	120	64	0.78	1.281
6	ЭЦН5-80	105	59.5	0.57	1.095	13	DN280	52	50	0.269	1.269
7	ЭЦН5-125	136	57.5	0.772	1.213	14	DN440	56	49	0.23	1.3

Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на выбор ширины рабочей зоны, а также те последствия, к которым может привести работа насоса вне рекомендуемой зоны. Каталоги и справочная литература содержат по этому вопросу лишь отрывочные сведения.

Экономичность ступени. При выборе насоса к скважине предполагается, что работа будет происходить в диапазоне подач, соответствующих наибольшим значениям КПД. Чаще всего этот диапазон в той или иной мере совпадает с рекомендуемой рабочей зоной. Последняя может назначаться исходя не только из уровня КПД данной ступени, но и с учетом КПД соседних ступеней по параметрическому ряду. К примеру, ступень ЭЦН 5-20 имеет максимум КПД при подаче 35 м³/сут и, естественно, еще достаточно высокие по сравнению с максимумом значения КПД при несколько больших подачах. Однако правая

граница рабочей зоны ограничена подачей в $35 \text{ м}^3/\text{сут}$. Это ограничение можно объяснить тем, что есть ступень ЭЦН 5-50, которая при $Q > 35 \text{ м}^3/\text{сут}$ обеспечивает больший КПД, чем ЭЦН 5-20, и предусматривается применение именно ее. То же самое можно сказать и в отношении ступеней ЭЦН 5-50, ЭЦН 5-80 и ЭЦН 5-125.

Очевидно, что ограничение рабочей зоны по уровню КПД достаточно условно и работа насоса за пределами этой зоны возможна. Однако более вескими причинами, препятствующими выходу за пределы рабочей зоны, могут быть другие, речь о которых пойдет ниже.

Всплытие рабочего колеса. Как известно, при увеличении подачи закон распределения давления со стороны основного и покрывающего диска колеса меняется таким образом, что при некоторой подаче появляется осевая сила, отжимающая рабочее колесо от нижнего упорного бурта. Колесо всплывает, стык между ним и упорным буртом раскрывается, и возникают перетечки жидкости с выхода колеса на его вход. В результате происходит уменьшение напора и, в некоторых случаях, увеличение потребляемой мощности. Степень снижения напора зависит от конструкции переднего уплотнения колеса, коэффициента быстроходности ступени. От последнего зависит также и повышение потребляемой мощности. Всплытие рабочего колеса происходит при подаче несколько большей, чем подача на правой границе рабочей зоны. На рабочих характеристиках в каталогах момент всплытия колеса и соответствующая деформация кривых обычно не показываются, хотя при стендовых испытаниях это явление в большей или меньшей степени проявляется в виде гистерезиса кривых. В области подач, близких к моменту всплытия колеса, кривые идут по-разному в зависимости от того, как изменяется подача: от нуля к максимальной или наоборот.

Длительная работа насоса, когда, произошло всплытие рабочих колес, не предусмотрена. В верхней опоре при этом устанавливается режим сухого трения, что приводит к интенсивному ее износу.

Форма напорной кривой. Форма напорной кривой является одним из факторов, влияющих на положение левой границы рабочей зоны. Ступени нефтяных скважинных насосов имеют напорную кривую с западающей левой ветвью, либо участком, параллельным оси абсцисс, либо уклон кривой на этом участке относительно мал (ЭЦН 5-50, ЭЦН 5-80, ЭЦН 5-125, FC 300 и др.).

Работа насоса в диапазоне подач, соответствующих западающей левой ветви, может быть неустойчивой. Неустойчивость в виде скачкообразного изменения подачи (помпаж) проявляется в том случае, если гидравлическая характеристика сети НКТ недостаточно

пологая и пересекает напорную кривую в двух точках (т. А и Б на рисунке 4.9, а). При этом напор насоса на нулевой подаче оказывается меньше высоты подъема жидкости h от динамического уровня в скважине до наивысшей точки подъема на поверхности. Крайней левой точкой устойчивой работы является точка В с подачей Q_B , когда $H_0 = h$. При выводе насоса на режим и колебаниях динамического уровня есть опасность срыва подачи. Во избежание этого вынуждено делается запас по напору путем установки дополнительных ступеней (кривая H_{i+n}). При том же динамическом уровне h и дополнительных ступенях левая точка устойчивой работы отодвигается от точки В в положение В', появляется запас устойчивости по подаче, равный разности ($Q_{B'} - Q_B$). Однако в этом случае рабочая точка может оказаться далеко от расчетной подачи, соответствующей дебиту скважины, и появится необходимость в дросселировании, что снизит КПД установки.

Левая граница рекомендуемой рабочей зоны не должна захватывать западающий участок напорной кривой. Ограничение по этому признаку характерно для ЭЦН 5-50 и ЭЦН 5-80.

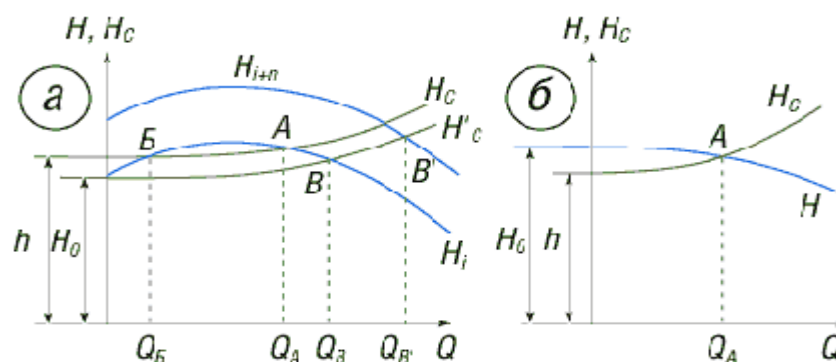


Рисунок 4.9 К влиянию формы напорной кривой на устойчивость работы насоса.

На рисунке 4.9, б представлена работа насоса с напорной кривой, параллельной оси абсцисс на участке, начиная от нулевой подачи. Опасности неустойчивой работы нет. Однако при расположении рабочей точки А системы насос-сеть НКТ на горизонтальном участке или вблизи его разница между напором H_0 и высотой подъема жидкости h будет невелика. Как и в предыдущем случае, при выводе насоса на режим и колебаниях динамического уровня H_0 может сравняться с h или оказаться меньше, и насос прекратит подачу. Таким образом, для устойчивой работы также необходим запас по напору. Если же динамический уровень стабилен, то можно допустить работу левее левой границы рабочей зоны. Например, для насоса ЭЦН 5-125, имеющего на значительном участке до левой границы высокий уровень КПД. Однако неперемное при этом условие - отсутствие других факторов, препятствующих расширению рабочей зоны влево.

Износ нижнего упорного подшипника. Левая граница рабочей зоны может определяться также износом нижнего упорного подшипника, воспринимающего в большинстве случаев осевую силу, действующую на рабочее колесо. Чем меньше подача, тем больше осевая сила и меньше охлаждение поверхностей трения, тем больше их износ. Максимальной величины износ достигает при нулевой подаче.

Нагрев жидкости. Работа насосного агрегата в скважине приводит к дополнительному нагреву перекачиваемой жидкости за счет потерь энергии в насосе и электродвигателе. В ряде случаев этот нагрев весьма существенен. Так, для насоса ЭЦН 5-50-1300 с 264 ступенями на левой границе он составляет 30 °С на воде, для насоса DN 440 при 400 ступенях - 51 °С, FC 300 при 400 ступенях - 96 °С.

На рисунке 4.10 представлена зависимость дополнительного нагрева Δt °С от подачи для ЭЦН 5-50-1300. Аналогичные зависимости могут быть получены и для других насосов. Расчет производится по формуле

$$\Delta t_{\text{уст}} = \frac{1000 \cdot [N_{\text{н}}(1 - \eta_{\text{н}})] + N_{\text{н}} \frac{(1 - \eta_{\text{элд}})}{\eta_{\text{элд}}}}{r \cdot Q \cdot C_{\text{т}}} \quad (4.1)$$

где $N_{\text{н}}$ - мощность в кВт, потребляемая насосом при данной подаче Q , измеряемой в м³/с;

$\eta_{\text{н}}$ - КПД насоса при подаче Q ;

$\eta_{\text{элд}}$ - КПД электродвигателя, соответствующий мощности $N_{\text{н}}$, потребляемой насосом;

r - плотность жидкости, кг/м³;

$C_{\text{т}}$ - удельная теплоемкость, Дж/(кг · град).

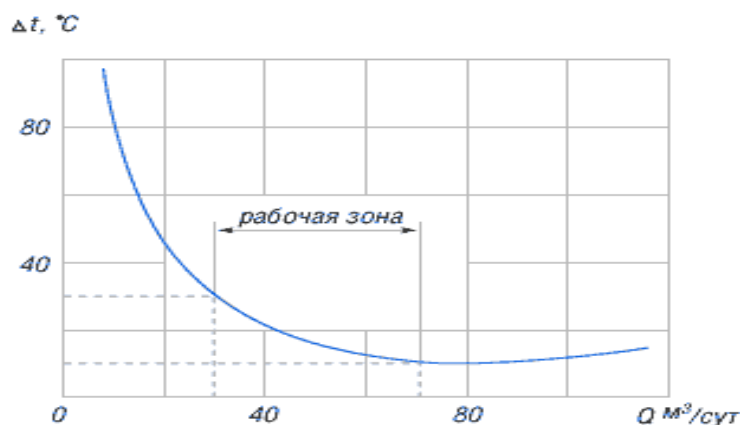


Рисунок 4.10 Зависимость дополнительного нагрева от подачи для насоса ЭЦН 5-50-1300

Как видно из рисунка 4.10, дополнительный нагрев быстро возрастает с уменьшением подачи и приближением ее к нулю. Нагрев при больших подачах, в том числе и превышающих $Q_{огг}$, незначителен. В реальных условиях при работе на водонефтяных смесях в зависимости от процента обводненности нагрев может быть больше, чем на воде, до 1,5...1,7 раза при 60 % содержании воды.

Дополнительный нагрев является ограничивающим фактором при определении левой границы рабочей зоны. Он влияет на работоспособность и долговечность электродвигателя и питающего кабеля, особенно, учитывая невысокую термостойкость последнего.

Выводы:

- Правая граница рекомендуемой рабочей зоны определяется в первую очередь всплытием рабочего колеса. Работа насоса правее этой границы допустима, но происходит с пониженной экономичностью и большим износом верхней опоры.
- Для ступеней с западающей левой ветвью напорной кривой левая граница рабочей зоны определяется подачей, меньше которой начинается снижение напора. Работа левее левой границы недопустима.
- Ступени с параллельным оси абсцисс участком напорной кривой допускают работу левее левой границы только при условии стабильности динамического уровня в скважине.
- Положение левой границы рабочей зоны может определяться сроком службы нижнего упорного подшипника, износ которого возрастает из-за увеличения осевой силы, действующей на рабочее колесо, и ухудшения условий охлаждения по мере снижения подачи насоса.
- Дополнительный нагрев перекачиваемой жидкости в результате выделения энергии в насосе и электродвигателе может достигать в ряде установок существенной величины. Это один из факторов, влияющих на работоспособность питающего кабеля и должен приниматься во внимание при назначении левой границы рабочей зоны.
- Каких-либо установленных норм при назначении рабочей зоны, исходя из допустимого снижения на ее границах КПД, нет. Приемлемость того или иного уровня КПД может быть обоснована экономическим расчетом.
- Было бы желательно, на наш взгляд, чтобы разработчик насосов указывал в документации основную причину ограничения рабочей зоны. В этом случае для потребителя были бы в определенной мере прогнозируемы последствия, к которым приведет работа насоса вне зоны.[3]

4.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН

4.5.1 Расследование и определение причин отказов УЭЦН на скважине

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток импортные установки -365 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа.
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 (365) суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяца комиссией не рассматривается.

Причины отказов установок, отработавших более 180 (365) суток, расследуются технической службой ООО ЭПУ «Сервис», Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.[16]

Подъем оборудования УЭЦН и расследование причин отказа его производится в следующих случаях:

Решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом ЦДНГ по согласованию с ПТО НГДУ. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производится в соответствии с Инструкцией на монтаж - демонтаж УЭЦН.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 180 (365) суток (в дальнейшем преждевременный отказ) исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям.[9]

В ГТМ входят:

- Остановка скважины для оптимизации ее режима работы из-за снижения продуктивности скважины, перевод на другой способ эксплуатации;
- Остановка для проведения ГРП, интенсификации, оптимизации, перевода в ППД и в другие категории, в консервацию или ликвидацию; обводнение продукции, определение герметичности эксплуатационной колонны;
- Другие виды ГТМ (исключение ППР планово предупредительные ремонты, которые следует считать отказом).

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

по длительности работы УЭЦН в скважине:

- Затянувшиеся отказы (включают отказы, при которых отказ УЭЦН произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до кнопочного запуска);
- Отказы на выводе (отказ УЭЦН произошел в процессе вывода скважины на режим);
- Преждевременные отказы (УЭЦН отработал менее 180 суток с момента запуска);

по причине остановки УЭЦН:

- R-O - остановка по сопротивлению изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже нормы 0,2 кОм;
- Клин - остановка по невозможности запустить погружное оборудование из-за неразворота рабочих органов;
- Нет подачи - остановка из-за отсутствия подачи жидкости на устье скважины;
- Снижение производительности - остановка из-за снижения дебита жидкости на устье по вине погружного оборудования ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочего диапазона) или нецелесообразна (неэффективное использование данного оборудования);
- Отсутствие звезды - обрыв в цепи питающей ПЭД ("отсутствие звезды");
- Геолого-Технические Мероприятия – остановки не связанные с выходом из строя узлов УЭЦН (ИДН, ГРП, ППД, ГФР, КРС, и т.д. [исключение ППР]);
- АВАРИИ.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д. При затруднении определения истинной причины отказа принимается решение о дорасследовании причины отказа на следующем «Дне Качества» с учетом предоставленной необходимой информации. В случае не заполнения раздела эксплуатационного паспорта УЭЦН, влияющего на определение истинной причины отказа, виновником отказа УЭЦН определяется сторона, отвечающая за данный раздел.[8]

Результаты разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта отражаются в эксплуатационном паспорте и в акте с росписью представителей ЭПУС, Общества, ТКРС, участвовавших в разборе установки. За 1 (одни) сутки до начала комиссионной разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУС служба технического контроля извещает службы Заказчика и сервисных предприятий. В случае неявки по извещению представителей Заказчика и сервисных предприятий на расследование ЭПУС проводит его самостоятельно, с отметкой об этом в эксплуатационном паспорте или акте комиссионного разбора.

4.5.2 Этапы расследования и определения причин отказа УЭЦН

Первый этап расследования – Производится непосредственно на скважине, до подъёма установки. При этом необходимо не только точно определить причину остановки и состояние УЭЦН, но и окончательно убедиться в невозможности дальнейшей работы установки без подъёма из скважины. На этом этапе работы производятся работником нефтепромысла (оператор ДНГ 5-6-го разряда, мастер, технолог цеха) и ЭПУС (электромонтер), выполненные работы и их результат заносят в эксплуатационный паспорт УЭЦН. Во всех случаях к этим работам необходимо привлекать только опытный работник, четко представляющий устройство и принцип работы скважины и УЭЦН, безусловно соблюдающий требования безопасности - необходимо твёрдо осознавать, что ситуация нестандартная, возможно требующая риска, но осмысленного. В любом случае ясно, что запуск аварийно остановившейся установки, значительно сокращает затраты на ремонт скважины. Но, в то же время, многократный пуск УЭЦН, особенно при повышенных нагрузках, значительно снижает ресурс изоляции двигателя и кабеля. Ответственность за проведение первого этапа расследования возлагается на начальника цеха добычи.

Конкретные пошаговые действия, которые необходимо предпринимать при проведении первого этапа расследований зависят от причины остановки скважины.

СНИЖЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИСТЕМЫ «КАБЕЛЬ - ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ»

До подъема УЭЦН при снижении сопротивления изоляции необходимо проверить:

- Сопротивление изоляции системы “кабель-ПЭД” (отсоединив, кабель в клеммной коробке).
- Наличие «звезды» системы «кабель - ПЭД», отсоединив кабель в клеммной коробке.
- Высоковольтным фазометром проверить порядок чередования фаз в клеммной коробке.
- Функционирование блоков защиты и контроллера станции управления или частотного преобразователя (ЗП, ЗСП, ПКИ и т.д.).

- Осмотреть наземный участок кабеля от устья скважины до клеммной коробки и далее до станции управления и убедиться в отсутствии механических повреждений, проверить состояние сальника кабельного ввода устьевой арматуры скважины.
- Провести пробный запуск УЭЦН с отключенным прибором контроля сопротивления изоляции (ПКИ) на станциях управления нового поколения. При работе УЭЦН с отключенным прибором контроля неременным условием является безоговорочный запрет на запуск УЭЦН работником нефтепромысла - для этого на станции управления вывешивается табличка "Работает со сниженной изоляцией - запускать только работнику ЭПУС", подобная запись делается ответственным работником ЦДНГ и в эксплуатационном паспорте установки.
- В случае если УЭЦН с отключенным прибором контроля сопротивления изоляции при запуске не разворачивается, (большая токовая нагрузка, срабатывает защита станции управления), повторно этот УЭЦН запускать нельзя, и если отсутствуют другие причины повышения нагрузки, установку необходимо извлечь из скважины для ремонта. Чёткое выполнение этих условий не вызовет аварийного выхода из строя узлов УЭЦН или повреждения скважинного оборудования.
- После постановки бригады ТКРС и срыва планшайбы необходимо провести контрольный замер изоляции кабельной линии на проверку вероятной причины утечки изоляции в сальниковой разделке.

ОТСУТСТВИЕ «ЗВЕЗДЫ» - ОБРЫВ ЦЕПИ СИСТЕМЫ «КАБЕЛЬ – ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ»

При отсутствии цепи ("звезды") необходимо:

- Убедиться, что обрыв произошёл не на поверхности.
- Отсоединить кабель в клеммной коробке.
- Высоковольтным фазометром проверить порядок чередования фаз в клеммной коробке и соответствие фазировочных меток погружного кабеля.
- Проверить мегаомметром сопротивление изоляции и наличие «звезды» системы «ПЭД – кабель» и кабельной линии до наземного электрооборудования.

По результатам проведённых работ составить акт проведенных установленной формы за подписью технолога ЦДНГ (приложение №1), специалиста службы супервайзинга и представителя ЭПУС

ОТСУТСТВИЕ ИЛИ СНИЖЕНИЕ ПОДАЧИ БОЛЕЕ 50% ОТ НОМИНАЛЬНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ УЭЦН

При отсутствии или снижении подачи необходимо проверить:

- Уровень жидкости в скважине (с помощью эхолота), при наличии погружной телеметрии убедиться в её работоспособности.
- Устьевую арматуру и выкидной коллектор.
- Исправность АГЗУ, замерить подачу жидкости из скважины в течение не менее 1 часа с одновременным измерением изменения динамического уровня в затрубном пространстве.
- Напряжение и ток в каждой фазе линии питающей ПЭД.
- Давление, развиваемое УЭЦН при закрытой затрубной задвижке на выкидной линии. Не допускать превышение давления более 60 атм.
- Результаты измерений проверить на соответствие паспортной характеристике (Q-H) данного типоразмера УЭЦН. При несоответствии Q-H произвести проверку лифта на циркуляцию и герметичность (с помощью агрегата, но при этом необходимо учитывать, что обратный клапан УЭЦН не гарантирует полной герметичности лифта и может пропускать небольшое количество жидкости). Методика определения герметичности лифта приведена в Регламенте по запуску, выводу на режим и эксплуатации УЭЦН.
- Если выявлена не герметичность лифта или не прохождение жидкости через него, то после подъёма УЭЦН из скважины, монтаж новой установки производить только после ревизии (или смены) колонны НКТ. При подозрении на негерметичность лифта при глушении скважины и подъёме УЭЦН не сбивать «сливной клапан».
- Если не герметичность лифта не выявлена, необходимо оценить вероятность засорения насоса механическими примесями (солями), после чего запланировать мероприятия по промывке (кислотной обработке).
- При наличии частотного преобразователя рекомендуется проверить режим работы УЭЦН на различных частотах вращения.
- Составить акт проведенных работ по установленной форме за подписью технолога ЦДНГ, специалиста службы супервайзинга и представителя ЭПУС
- Для определения причины не герметичности НКТ, подъем УЭЦН производить в присутствии супервайзера (технолога) Общества и представителя трубной базы. По результатам дефектовки НКТ определить причину не герметичности, составить акт разбора причины не герметичности НКТ за подписью супервайзера (технолога), мастера или технолога ТКРС, представителя трубной базы. (приложение №2)

ЗАКЛИНИВАНИЕ УСТАНОВКИ – УВЕЛИЧЕНИЕ ТОКА НАГРУЗКИ, БОЛЕЕ НОМИНАЛЬНОГО

При заклинивании УЭЦН до подъема оборудования необходимо:

- При заклинивании УЭЦН сразу после запуска, проверить соответствие питающего напряжения ПЭД и рабочие токи по фазам.
- Проверить соответствие показаний амперметра СУ с помощью токовых клещей.
- Проверить линейное напряжение между фазами, токи по фазам на отходящих концах кабеля, питающего ПЭД.
- Проверить наличие «звезды», сопротивления изоляции системы «кабель-ПЭД».
- При «заклинивании» УЭЦН рекомендуется следующий порядок действий:
- произвести попытку запуска (суммарно не более шести) на повышенном или пониженном напряжении на ТМПН (изменение отпайкой на одну - две ступени) со сменой вращения УЭЦН, не допуская при этом перегрева погружного оборудования;
- при не запуске УЭЦН необходимо произвести попытку расклинивания УЭЦН с помощью агрегата (горячей нефтью или водой); При отсутствии обратного клапана возможна промывка в НКТ с последующим запуском. При этом попытки запуска с изменением напряжения на ТМПН, либо сменой наземного оборудования повторить.
- при наличии частотно-регулируемого привода необходимо использовать возможности частотного преобразователя и проводить «расклинку» с его помощью, используя «толчковый режим» (подробно процесс описан в «Методических указаниях по работе преобразователя частоты).
- при наличии на площадке резервных комплектов наземного электрооборудования попробовать произвести запуск установки от них, тем самым, исключив полностью вероятность неисправности предыдущего комплекта наземного электрооборудования.
- при не запуске УЭЦН на скважинах где ранее наблюдалось отложение солей необходимо произвести попытку расклинивания УЭЦН совместно с проведением солянокислотной обработки (СКО). Кислотную обработку, заклинившего или ухудшившего свои рабочие параметры, нет необходимости проводить, если существует хотя бы один из нижеприведенных факторов:
 - УЭЦН спущен первый раз после ГРП;
 - скважинная продукция имеет большое содержание механических примесей, более 500 мг/л;

- при предыдущих разборах не наблюдалось наличие солей (в учет берется разбор УЭЦН, а не проведенные причины по Дню качества);
- заклинивание произошло при первом нажатии кнопки «пуск», при условии отсутствия факта смешения растворов глушения разных химических составов.

Окончательное решение по проведению или не проведению СКО на скважине принимает ведущий технолог ЦДНГ.

- Не допускайте длительной работы установки с током, более чем на 10 % превышающим номинальный ток.
- В случае если «заклинивание» произошло при запуске после ТКРС необходимо повторить указанные выше работы после подъема УЭЦН на 2-4 НКТ.
- Если проведенные работы не привели к положительному результату, УЭЦН необходимо остановить. Составить акт выполненных работ за подписью технологического работника ЦДНГ, специалиста службы супервайзинга и представителя ЭПУС. (приложение №3)

Окончательное решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом цеха.

Второй этап расследования – демонтаж УЭЦН. На этом этапе работы производятся работником бригады ремонта скважин (бурильщик, оператор ПРС, мастер) и ЭПУС (электромонтер), выполненные работы и их результат заносят в эксплуатационный паспорт УЭЦН. Демонтаж производится по принятой в Обществе технологии при любой погоде, позволяющей выполнение спускоподъемных операций. При подъеме УЭЦН с затянувшимся, повторным ремонтом и наработкой менее 30 суток с момента запуска обязательно проводится комиссионный демонтаж с участием представителя заказчика (ИТР ЦДНГ, супервайзер). При преждевременном отказе УЭЦН с наработкой до 30 суток обязательно, чтобы демонтаж выполнялся не монтажником, производившим её монтаж. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производить в соответствии с нормативными документами Общества, при этом необходимо:

- До начала демонтажа определить состояние изоляции и наличие цепи ("звезды") в системе "кабель-ПЭД".
- Бригаде по ремонту скважин, производящей подъём установки отметить в паспорте изоляцию системы "кабель-ПЭД" (до разборки сальника устьевого арматуры и после срыва план шайбы, а также через каждые 300 м подъёма НКТ). Выявленные места повреждения или прогара кабеля (дополнительно помечаются ветошью для облегчения поиска при ремонте), наличие клямс (протекторов), состояние колонны НКТ (трещины, отверстия, отсутствие прохода), прочие осложнения при подъёме.

- После появления сбивного (обратного) клапана, дальнейший подъем производить только в присутствии работника ЭПУС (монтажника). При подозрении на не герметичность лифта, необходимо при глушении скважины и подъёме УЭЦН не сбрасывать в НКТ «лом» (не сбивать ввертыш сливного клапана, и после подъёма тщательно осмотреть его). В этом случае место появления жидкости в НКТ при подъёме, достаточно точно покажет зону не герметичности.
- В случае подъёма УЭЦН из-за отсутствия, либо снижения подачи и при заклинивании, необходимо тщательно осмотреть обратный и сбивной клапан, убедиться в их работоспособности, отсутствии механических примесей. При необходимости запустить на устье скважины поднятую установку с обратным клапаном. Для этого необходимо долить скважину до устья, установить заглушку с манометром и запустить УЭЦН. Если подачи нет и давление не развивается, необходимо поднять УЭЦН до ловильной головки, установить заглушку с манометром и повторить запуск. Результаты запуска и опрессовки записать в эксплуатационный паспорт и акт комиссионного демонтажа. В случае поглощения жидкости долива и невозможностью провести запуск на устье, то при необходимости представителем комиссии делается пометка в эксплуатационном паспорте или акте комиссионного демонтажа о необходимости испытания УЭЦН и снятия напорных характеристик на испытательном стенде в ЭПУС.
- Проверить состояние удлинителя и муфты кабеля (наличие механических повреждений, плавления, прогаров), обратного клапана, шламоуловителя, дополнительно установленного оборудования
- Проверить состояние приемной сетки входного модуля или газосепаратора (наличие механических примесей, солей, деформацию).
- При демонтаже особое внимание обратить на вращение валов каждой секции ЭЦН, вылеты валов, состояние крепежа на фланцевых соединениях секций, состояние шлицевых соединений и муфт.
- Проверить состояние перепускных клапанов в нижнем основании ПЭД и компенсатора (открыты или закрыты).
- Для гидрозащит двухкорпусного исполнения (1Г51, 1Г52) провести опрессовку соединений ПЭД - кабельная муфта - компенсатор давлением 3 атм. в течение 10 минут (при этом перепускной клапан компенсатора должен быть закрыт). Если давление падает, необходимо найти место утечки масла, (это может быть просто "отпотевание" насухо вытертой поверхности, особенно на стыках узлов или около клапанов).

- Для гидрозащит однокорпусного исполнения (П92ДЛ, 1Г57 и т.д.) произвести опрессовку давлением согласно ТУ по монтажу данной гидрозащиты. Если давление падает, необходимо найти место утечки масла. Если давление не падает, а при опрессовке создаваемое давление согласно ТУ менее 3 атм, производим демонтаж протектора гидрозащиты и опрессовываем «ПЭД-кабельная муфта» давлением 3 атм. в течение 10 минут.
- Проверить сопротивление изоляции кабеля, ПЭД, наличие «звезды» ПЭД, кабеля. Проверку сопротивления изоляции системы "кабель-ПЭД" производите до, во время и после опрессовки.
- При расчленении секций двигателя, гидрозащиты, кабельной муфты обратить особое внимание на состояние масла (наличие в нём воды, пластовой жидкости, посторонних частиц или следов горения), следы плавления и прогара.
- Не допускать попадания посторонних частиц и жидкостей в открытую полость ПЭД и гидрозащиты, для этого перед расчленением необходимо тщательно вытереть и осушить прилегающие к ним поверхности, а над зоной расчленения повязать ветошь, которая будет впитывать капли стекающей сверху жидкости.
- После расчленения замерить сопротивление изоляции между жилами, жилами и броней и целостность цепи в каждой жиле кабеля, то же с обмоткой двигателя.
- Проверить состояние резиновых уплотнительных колец в соединении ПЭД - протектор, ПЭД – компенсатор, колодки токоввода (наличие срезов, деформации, эластичность, плавление). Слить пробу масла из основания ПЭД и компенсатора, определить прозрачность, наличие воды и посторонних частиц. Проверить состояние обратных и перепускных клапанов ПЭД и гидрозащиты, наличие и состояние прокладок.
- Результаты демонтажа и все обнаруженные отклонения записать в эксплуатационный паспорт УЭЦН и акт комиссионного демонтажа, записать номер комплекта и номер кабельного барабана, установить вместе с транспортировочными крышками бирки, указывающие номер скважины и комплекта. Составить (при комиссионном демонтаже) акт комиссионного демонтажа.

Ответственность за проведение второго этапа расследования возлагается на руководство ЭПУС.

Третий этап расследования – подготовка к ревизии и дефектации узлов УЭЦН. На этом этапе мастер ОТК либо технолог ЭПУ, знакомится с эксплуатационным паспортом установки (характеристика скважины, режим работы УЭЦН, причина подъёма, результаты демонтажа). Получает дополнительную информацию из карточки скважины (истории) о работе предыдущих установок в ней и причинах отказов; определяет на основе проведённого

анализа узлы и детали, которые должны дефектоваться особо тщательно и информирует об этом цех ремонта. Передаёт цеху ремонта перечень поступивших на контроль узлов с указанием типоразмеров, номеров скважины, комплекта и заводских номеров, предупреждает, какие узлы можно разбирать только в присутствии комиссии. В дальнейшем, вся организация процесса расследования причины отказа в работе данного УЭЦН возлагается на мастера ОТК либо технолога ЭПУ, ремонтники и монтеры кабельного производства цеха ремонта ЭПУ обязаны, беспрекословно, выполнять его требования и указания.

Ответственность за проведение третьего этапа расследования возлагается на руководителя службы (отдела) технического контроля ЭПУС.

Четвертый этап расследования – разборка и деффектация узлов УЭЦН в цехе ремонта «ЭПУ-Сервис» производится рабочими цеха. В случае необходимости контроль за выполнением этих операций осуществляет технолог «ЭПУ-Сервис» или по его поручению начальник цеха ремонта или электромонтажного цеха. При разборке насоса ЭЦН особое внимание уделяется состоянию напорных ступеней и механическим примесям. Осматривается приемная сетка, определяется наличие механических примесей (соль, песок, глина, ржавчина, парафин) в ловильной головке. При разборе гидрозащиты особое внимание уделяется состоянию масла, визуально определяется загрязнение масла и наличие стружки, механических включений отдельно в каждой полости протектора. При съеме торцевых уплотнении тщательно проверяется состояние торцевых поверхностей (кольцевой износ, риски, изменение цвета, микротрещины) пружин, пластин крепящих неподвижную часть. До снятия диафрагмы осматривается бандаж или пружинные кольца. При проверке диафрагмы особое внимание необходимо уделять ее поверхности (расслоения, трещины, вздутия, проколы, изменения формы, эластичности), особенно в зоне бандажирования, чистоте внутренней поверхности.

Пятый этап расследования – подготовка к заседанию Дня Качества. Заседанию День Качества предшествует проведение нескольких рабочих совещаний постоянно действующей комиссии (ПДК) по расследованию, состоящей из специалистов технических отделов Общества и представителя Третьей независимой стороны.

На данном этапе технологическая служба ЭПУС за 3 (три) дня до проведения совещания ПДК (на основании графика утвержденного Обществом) направляет в отдел Главного технолога Общества (отдел, отвечающий за работу механизированного фонда) производственного подразделения предварительный список эксплуатационных паспортов (№ скв, дата отказа), сформированный в Microsoft Excel по скважинам которые подлежат к

рассмотрению на данном совещании. Главный технолог Общества за 2 (два) дня до проведения совещаний ПДК направляет данный список по цехам добычи для подготовки к совещанию. За 1 (один) день до проведения совещания ПДК отдел Главного технолога Общества собирает (согласно нижеприведенного перечня) всю необходимую информацию для качественного установления истинной причины отказа УЭЦН и определяет предварительную причину отказа погружного оборудования.

Председатель комиссии Главный технолог Общества. В работе ПДК принимают обязательное участие ведущие технологи цехов ДНГ и технические специалисты Сервисных предприятий. На этапе проведения ПДК комиссия рассматривает всю предоставленную информацию для установления истинной причины отказа УЭЦН. После рассмотрения всех материалов и обмена мнениями председатель комиссии выносит заключение о причине отказа УЭЦН.

В случае несогласия какой-то из сторон с причиной отказа и определением виновного, председатель комиссии передаёт все документы представителю Третьей независимой стороны, который окончательно определяет причину отказа и виновную сторону. Наименование причин отказа УЭЦН определяется в соответствии с классификатором отказов «Единые технические требования по классификации причин отказов УЭЦН, ШСНУ, УВН, УЭДН и анализу работы механизированного фонда скважин».

В случае невозможности корректного определения истинной причины отказа УЭЦН из-за отсутствия (не полностью предоставленной) информации представитель Третьей независимой стороны уполномочен определить виновную сторону отвечающую за данный факт непредставления данной информации. Результаты работы ПДК оформляются протоколом. Все материалы расследования остаются в распоряжении ЭПУС, заинтересованным лицам передаются необходимые копии.

Ответственность за качественную и своевременную подготовку к заседанию Дня Качества возлагается на главного технолога Общества (лицо, отвечающее за работу механизированного фонда).

Шестой этап расследования – ежемесячное заседание Дня Качества. Проведение заседания «День Качества» направленно на повышение ответственности работников производственных управлений Общества, сервисных предприятий за соблюдение технологической дисциплины при ремонте скважин, оборудования, эксплуатации и качественного расследования причин преждевременных отказов при работе УЭЦН, а также для разработки мероприятий по профилактике отказов

Седьмой этап расследования – проведение анализа надёжности работы УЭЦН за отчётный период (месяц, квартал, полугодие, год). Анализ по надёжности погружного оборудования, по выявлению «слабых» мест, узлов УЭЦН проводится на основании программы «Электронный День Качества» или отчета о причинах отказа УЭЦН. Данными для проведения анализа могут служить: расчёт межремонтного периода работы скважин и средней наработки на отказ в целом по базе, по нефтедобывающим регионам, по месторождениям, по типоразмерам УЭЦН (с разбивкой на новые и ремонтные), по пластам и глубинам подвески, рассчитываемые ежемесячно. Эти итоговые документы позволяют вести сравнительный анализ надёжности, как самого оборудования, так и анализировать качество его ремонта и эксплуатации, контролировать работу смежников. Необходимо обратить внимание на то, что контролю должны подвергаться не только УЭЦН, причины отказа которых рассматриваются на Дне Качества, но и установки с наработкой более 180 суток - это позволяет контролировать слабые узлы и детали оборудования за весь срок их работы. Ведь основная задача предприятий участвующих в процессе работ с УЭЦН - заставить оборудование отрабатывать не только гарантийный срок, но и гораздо дольше. В большинстве случаев чётко определить причину отказа или выявить брак какой-либо службы в оборудовании, проработавшем более 30 суток невозможно. Брак в работе служб вероятнее всего проявится в начальные же сутки работы установки ЭЦН. В то же время сбор информации о техническом состоянии всех демонтированных узлов, позволяет из массива данных отобрать и выявить самые слабые и на основании этого анализа принять меры по увеличению их ресурса. Исполнение данных условий и требований позволит не только чётко определять причины выхода из строя УЭЦН на скважинах, но и своевременно принимать меры по их предотвращению впредь, неуклонно повышать межремонтный период работы оборудования и поддерживать высокую технологическую дисциплину работника.

Главный технолог Общества является ответственным за исполнение настоящей Инструкции и за организацию всего процесса определения причин отказа погружного оборудования, за подготовку и реализацию мероприятий (на основании анализа) направленных на повышение качества и эффективности работы механизированного фонда скважин.

4.5.3 Анализ причин отказов УЭЦН

Рассмотрим причины преждевременных отказов УЭЦН (по результатам первого этапа расследования) на примере фонда скважин Двуреченского месторождения (рисунок 4.11).

Анализ причин выхода из строя УЭЦН на Двуреченском месторождении за 2009 год показал, что основная часть отказов происходит из-за $R=0$ – 53 %, что вызвано нарушением

изоляции кабеля и двигателя. Значительная часть отказов – 28 % происходит в результате заклинивания насоса, что связано с наличием большого количества мех. примесей, проппанта в секциях насоса и приёмной сетке насоса. В основном на скважинах, на которых был проведен ГРП идёт интенсивный вынос проппанта, что отрицательно влияет на работу установок и ведет к износу и выходу из строя насосов, их заклиниванию. Одновременно подклинивание приводит к повышенным токовым нагрузкам и отрицательному воздействию на ПЭД и кабель.

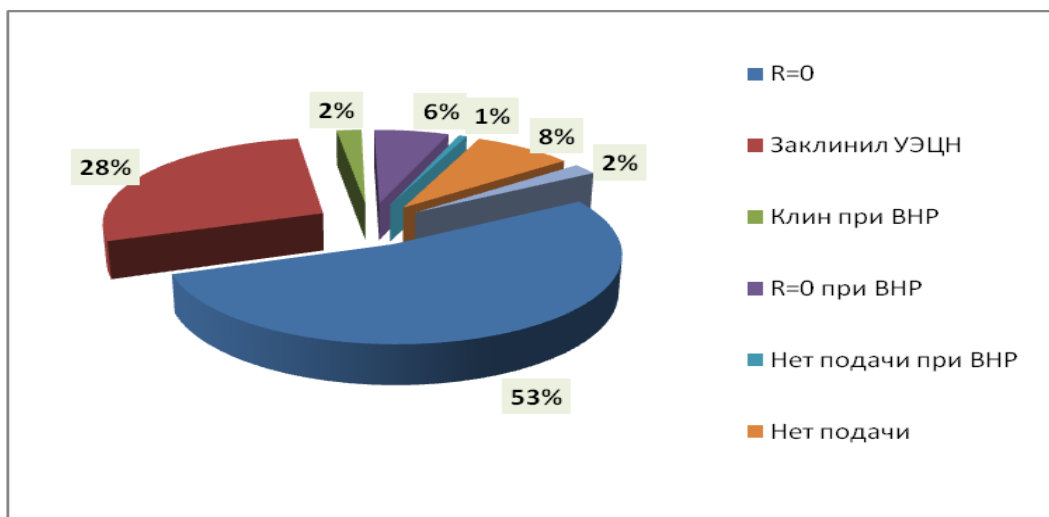


Рисунок 4.11 – Причины подъема УЭЦН

Большая часть отказов происходит из-за снижения или отсутствия подачи – 11 %, что может быть связано с засорением приемной сетки насоса механическими примесями, а также с нарушением исправности вала двигателя или муфтового соединения.

Хотелось бы отметить, что при демонтажах оборудования при ТКРС, часто отмечается оплавление токоввода, это возможно при выводе на режим без охлаждения ПЭД или из-за увеличенных глубин спуска УЭЦН, так как эксплуатация их на предельно низких динамических уровнях, приводит к повышенному температурному воздействию на кабель и муфту токоввода. Основными причинами отказов по вине ООО «ЭПУ-Сервис» являются: некачественный ремонт кабеля; некачественный монтаж УЭЦН. [3]

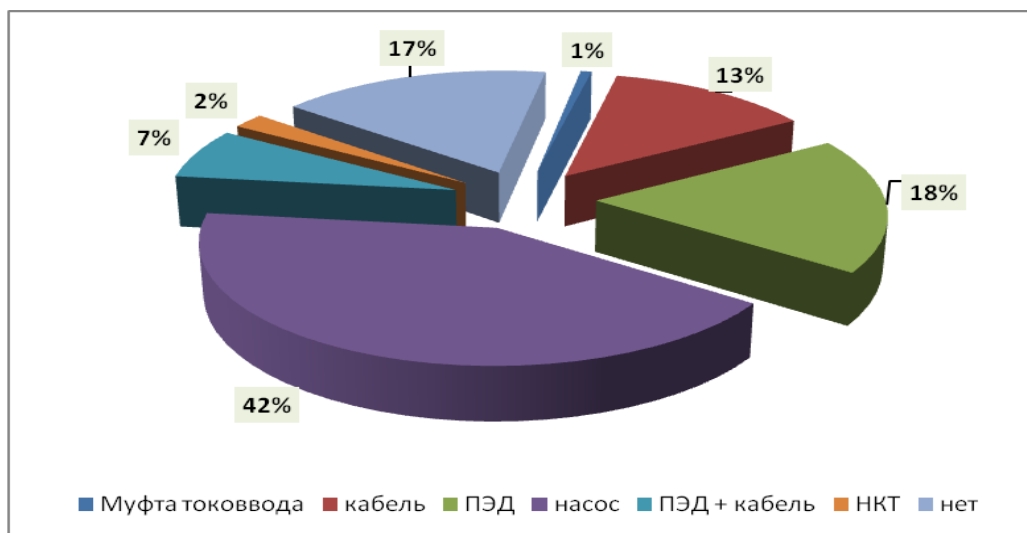


Рисунок 4.12 – Диаграмма по отказавшим узлам

Рассмотрим результаты второго этапа расследования (демонтаж УЭЦН) на Двуреченском месторождении.

Диаграмма по причинам отказов насосов, выявленным в результате демонтажа УЭЦН на Двуреченском месторождении представлена на рисунке 4.12.

Согласно диаграмме наибольшее число отказов происходит из-за механических примесей (28 %). Засорение приемной сетки насоса механическими примесями происходит из-за интенсивного выноса частиц из пласта, что является следствием проведения гидроразрыва пласта на месторождении, а также избыточной депрессии на пласт.

Сетка приёмного модуля забивается частицами, выносимыми из пласта и отложениями солей, в результате прохождение жидкости за единицу времени снижается, увеличивается нагрузка на двигатель и защита отключает его по перегрузке. После нескольких отключений установка чаще всего выходит из строя. [8]

В категорию «необеспечен приток» (17 %) попали скважины, в которых также был проведен ГРП и скважины с наличием солеотложений на рабочих органах насоса. Следствием засорения рабочих органов насоса мех. примесями и солеотложениями является снижение подачи насоса, либо ее полное прекращение. Большое значение имеет подбор правильной установки для условий конкретной скважины, но отказов не произошло по вине УДНГ (брак подбора УЭЦН), в результате подбора неподходящих установок.

Значительная часть отказов (12 %) происходит по причине коррозии. Коррозионный износ двигателя, протектора, гидрозащиты, коррозия брони кабеля и удлинителя, а также секций насоса является серьезной проблемой на Двуреченском месторождении.

Солеотложения также являются проблемой при эксплуатации скважин Двуреченского месторождения, 12 % отказов произошла по этой причине. По вине солеотложений происходит заклинивание насоса, а также снижение или прекращение подачи (при отложении солей на приемной сетке насоса).

Брак двигателя по вине завода-изготовителя является причиной отказа в 2 % случаев. А брак ремонта гидрозащиты, кабеля и насоса составляет 1, 3 и 2 % соответственно.

Ещё одну категорию отказов составляют отказы по причине механического повреждения кабеля (3 %), что может быть следствием нарушения технологии спускоподъемных операций при ТКРС

Полет (слом корпуса ловильной головки, слом корпуса ПЭД и т.д.) является причиной отказов для 3 % скважин.

Рисунок 4.13 наглядно показывает наиболее уязвимые части УЭЦН на Двуреченском месторождении

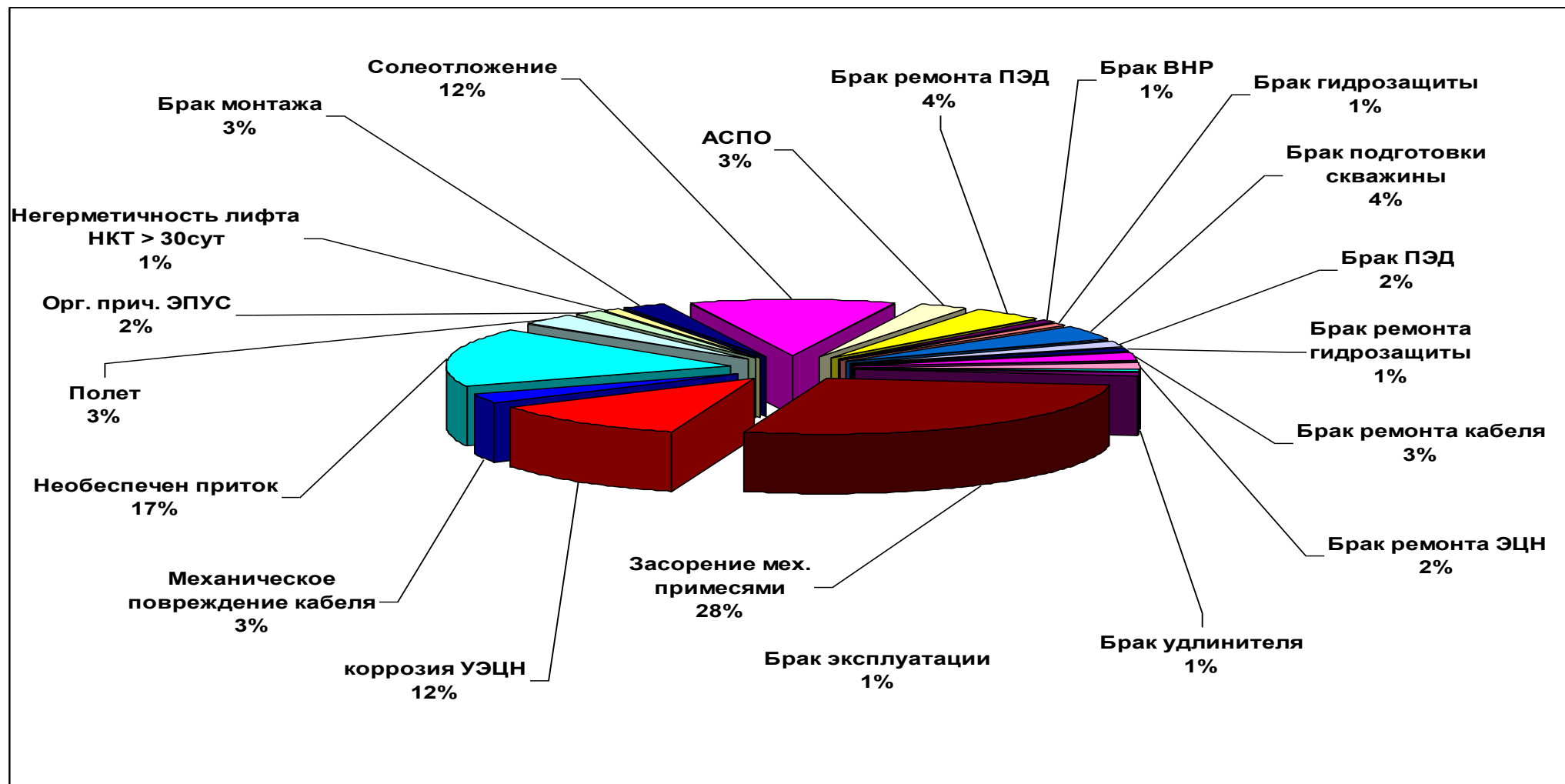


Рисунок 4.13 – Причины отказов УЭЦН на Двуреченском месторождении

4.6 Показатели эффективности работы скважинного оборудования

4.6.1 Анализ наработки на отказ на Двуреченском месторождении

Наработка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ($H_{\text{отк}}$) производится по формуле:

$$H_{\text{отк}} = \Sigma T_i / \Sigma N_i, \text{ сут.}$$

где: ΣN_i – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.

ΣT_i – суммарное отработанное отказавшим (ΣN_i) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ, штангами), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энергосбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации (ЭЦН, ШГН, др.). Расчет наработки на отказ ведется отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.[3]

Динамика наработки на отказ за 2006-2009 г. по площадям Двуреченского месторождения показана в таблице 4.4 и на рисунке 4.14.

Таблица 4.4 – Динамика наработки на отказ скважин Двуреченского месторождения за 2009 г

Наработка на отказ, сут.	2006	2007	2008	2009
Двуреченская площадь	97	184	105	121
Западно-Моисеевская площадь	97	171	131	161
Лесмуrowsкая площадь	77	108	132	207

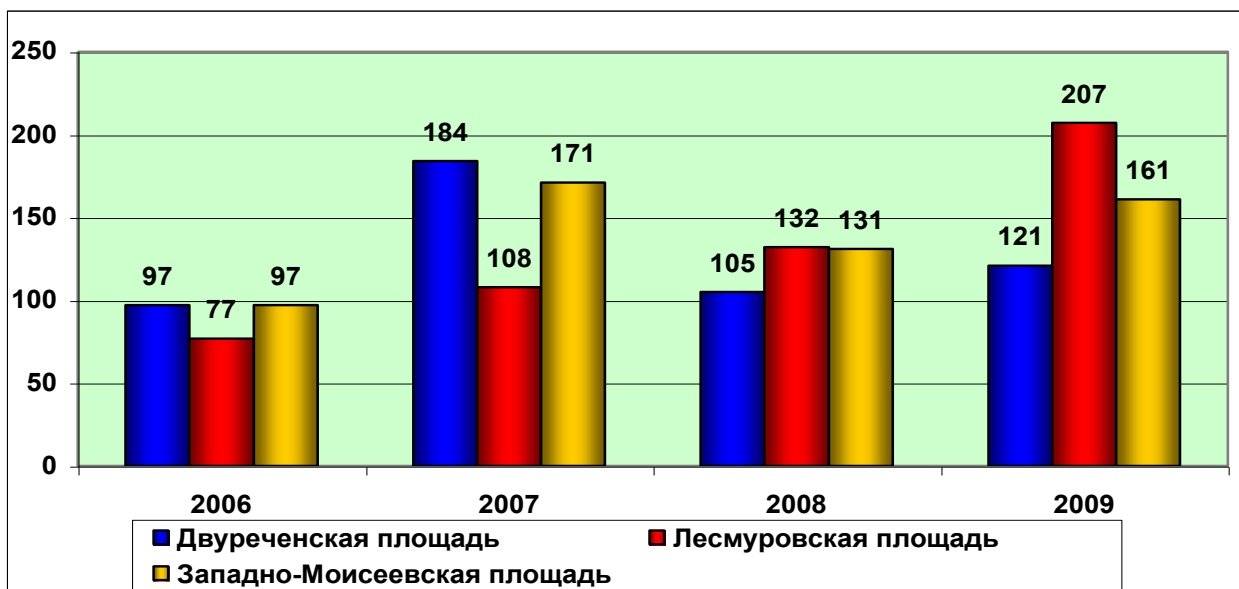


Рисунок 4.14 – Динамика наработки на отказ площадей Двуреченского месторождения за 2006-2009 гг.

Согласно диаграмме наработка на отказ Лесмуrowsкой площади за 4 года выросла почти в 3 раза и в 2009 году составила 207 суток, наработка на отказ скважин Двуреченской площади в 2009 году составила 121 сут., а Западно-Моисеевской – 161 сут. В целом по месторождению в 2009 году наблюдается увеличение наработки по сравнению с предыдущим годом.

4.6.2 Межремонтный период

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчет МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчете МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут} \quad (4.7)$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N, [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период
(месяц, скользящий год)

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода площадей Двуреченского месторождения за период 2005-2009 гг. (таблица 4.5 и рисунок 4.15).

Таблица 4.5 – Динамика МРП Двуреченского месторождения за 2005-2009 гг.

МРП	2005	2006	2007	2008	2009
Двуреченское месторождение	166	207	199	202	230

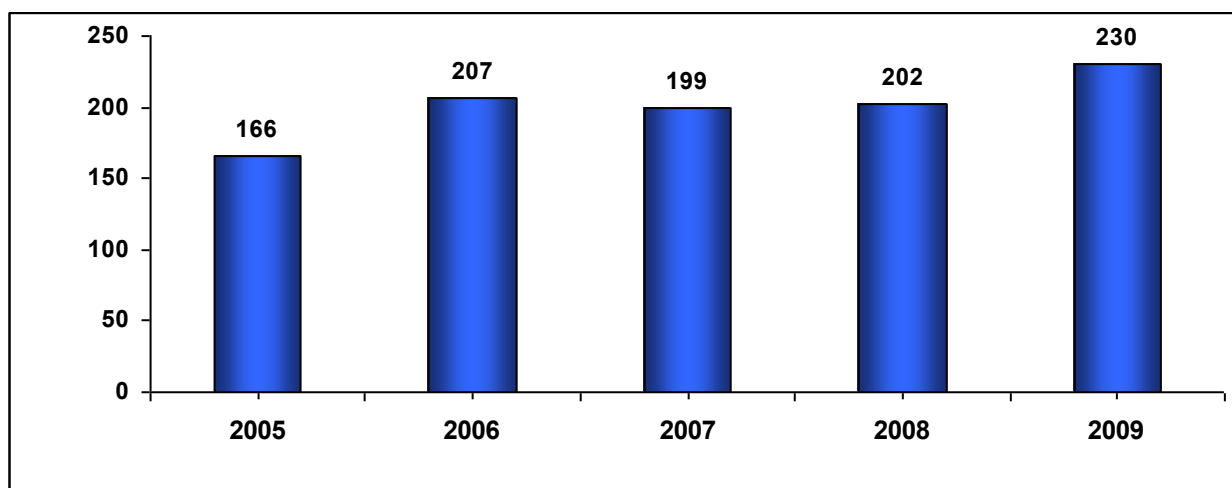


Рисунок 4.15 – Динамика межремонтного периода Двуреченского месторождения за 2005-2009 гг.

Таким образом, межремонтный период скважин Двуреченского месторождения на конец 2009 года в среднем составляет 230 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 180 суток и для импортного 365 суток, но низкими для центробежных насосов по отрасли (средний показатель наработки на отказ по отрасли составляет 600 суток). В целом наблюдается увеличение межремонтного периода по сравнению с предыдущими годами.

4.7 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин

Снижение отказов по причине засорение мехпримесями

- Закуп и внедрение насосов ЭЦН в износостойком исполнении. Организовать использование новых комплектов УЭЦН при освоении новых скважин из бурения и стимулированных ГРП"
- Закуп и внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем (шламовая труба ТШБ 42х73) по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (более 100 мг/литр)
- Закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей
- Закуп забойных фильтров ФС-73х30х3000 и внедрение их в комплекте с пакерами ЗПОМ-Ф на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей
- Закуп забойных пакеров ЗПОМ-Ф-122-700 и внедрение их в комплекте с забойными фильтрами ФС-102х30х3000 по фонду скважин ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей
- Закуп и внедрение входных модулей ЖНШ от мехпримесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (производство ООО "НОВОМЕТ")

Снижение отказов по причине солеотложения

- Определить по действующему фонду УЭЦН "СОЛЕОСЛОЖНЁННЫЙ
- Фонд скважин" для адресного распределения мероприятий по предотвращению отказов
- Организовать контроль применения в ЦДНГ УДЭ (дозирование хим. реагента) на скважинах осложнённых солеотложениями
- Обеспечить при запуске и выводе на режим УЭЦН в скважинах с УДЭ закачку в

кольцевое пространство ударную дозировку ингибитора

- Закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE (по программе "Солезащита", в рамках комплексной программы ОАО "НК Роснефть", работает группа Системы Новых Технологий)

- Провести закуп и внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция "контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД") производства ЗАО "НОВОМЕТ-Пермь"

- Обеспечить добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см³

- Обеспечить контроль при подготовке растворов глушения с ингибитором

- Применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер)

- Организовать отбор проб твёрдых отложений с узлов УЭЦН при демонтаже и передачу их в лабораторию ООО "ФХТН-Стрежевой"

- Удаление солеотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО (программа "Солезащита")

- Покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям (программа "Солезащита" в рамках комплексной программы ОАО "НК Роснефть", работает группа Системы Новых Технологий)

Снижение отказов по причине необеспечен приток

- Обеспечить на скважинах категории "Кандидаты на ИДН в ГТМ" проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и отжатия Нд)

- Увеличение парка Частотных преобразователей (СУ-630ЧРФ12ТОВ2 и СУ-1000ЧРФ12ТОВ2)

- Провести закуп исследовательских приборов "СУДОС-МК" и "СУДОС-мини 2" с генераторами акустических импульсов. Провести распределение по Цехам ДНГ с учётом действующего фонда и его осложнённости

- Обеспечить определение целесообразности проведения ремонтов на скважинах низкодебитного фонда (с дебитом по нефти до 2 тонн/сут) Постановку бригады ТКРС на скважины низкодебитного фонда не производить без расчёта экономической эффективности

- Установка программных ячеек на СУ типа ШГС и установка жесткой программы откачка, восстановление по программной ячейке на фонде АПВ.

Подбор оборудования с более гибкими характеристиками по истории работы скважин

(распоряжение)

Снижение отказов по причине негерметичность НКТ

- Закуп НКТ различной номенклатуры для обновление парка по приоритетным месторождениям
- Обеспечить создание резерва подвесок новых и ремонтных НКТ на месторождениях в объёме одного месячного запаса.
- Произвести закуп и внедрение опрессовочных клапанов для НКТ-102мм и НКТ-114мм
- Контроль за спусками УЭЦН на НКТ с количеством СПО соответствующим требованиям.
- Обеспечить бригады защитными колпачками на НКТ для сохранения резьбовых соединений.

Предупреждение отказов по причине механического повреждения кабеля

- Закуп и применение при спуске УЭЦН в скважину протекторов для НКТ 60мм, 73мм, 89мм, 102мм, 114мм с муфтами
- Закуп и применение при спуске УЭЦН протектолайзеров
- Разработать и внедрить "КАРТУ спуска УЭЦН" регулируемую скорость спуска в зависимости от кривизны ствола скважины
- Обеспечить 100% контроль за центровкой мачты подъемного агрегата силами супервайзеров УСТиС
- В случае частых мех.повреждений в определенной скважине повторно прописывать инклинометрию.
- Обеспечить контроль за спуском шаблона при заглублении или смене габарита УЭЦН

Снижение отказов по причине высокий газовый фактор и высокая температура пласта

- Закуп и применение термостойких ПЭД с телеметрической системой (ТМС) в комплекте с термостойкой Гидрозащитой
- Провести замер температур на выкиде из насоса при рабочей скважине различных типоразмеров на различных глубинах, выработать критерии расчета комплектации кабельных линий с учетом проведенных исследований.
- Закуп и применение термостойкого кабеля (температура 230гр.) для изготовления удлинителей

Направленные на предотвращение отказов по причине парафиноотложения

- Обеспечить удаление парафиноотложений с внутренних стенок НКТ с помощью скребков-центраторов
- Обеспечить контроль за работой АДП
Снижение отказов УЭЦН фонда АПВ и фонда с нестабильным электроснабжением
- Увеличение парка Станций Управления с плавным пуском СУ-630ППТОВ2
- Обновление парка трансформаторов ТМПН
- Обеспечить на этапах "демонтаж ЭПО" и "разбор ЭПО на базах" определение состояния, разбор Дополнительного оборудования, новых узлов ЭПО и качественное расследование причины отказа
- Приобретение тепловизоров - проведение ППР по результатам тепловизоров, контроль за проведением ППР в целом.[11]

СНИЖЕНИЕ ОТКАЗОВ УЭЦН ПО СУБЪЕКТИВНЫМ ПРИЧИНАМ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА РАБОТ

- Создать в структуре Службы РФСиПК Отдел Качества имеющего в своём составе два сектора (Сектор по повышению качества работ и Сектор контроля за разборами ЭПО, в данный сектор подготовить штат специалистов которые будут участвовать в комиссионных разборах УЭЦН.
- Создать в структуре УДНГ дополнительно Сектор по работе с новым оборудованием и технологиями (численность 3 чел.)
- Обеспечить проведение выездных совещаний с работниками и специалистами ЦДНГ по теме "Методы снижения субъективных причин отказов УЭЦН"
- Обеспечить проведение проверок по соблюдению технологическими службами ЦДНГ действующих Регламентов
- Организовать проверки Сервисных предприятий , оказывающих услуги по обслуживанию ЭПО, по соблюдению технологических процессов и качества выполняемых работ
- Провести закуп БСИ и программного обеспечения для СУ "ЭЛЕКТОН", АлСУ, НЭК, для специалистов-супервайзеров УСТиС и технологических служб ЦДНГ УДНГ Провести обучение специалистов технологических служб ЦДНГ навыкам работы на программе по расчёту-подбору УЭЦН к скважинам

Контроль за соблюдением технологии и исполнения договорных отношений

- Организовать работы по рассмотрению и согласованию технологических процессов на ремонт узлов УЭЦН и технологических процессов по входному контролю продукции, проводимых Сервисными предприятиями ООО "ЭПУ-Сервис" и ЗАО

"АЛНАС-Н"

- Обеспечить контроль за качеством проведения технологических операций работниками баз ЭПУС силами полевых супервайзеров на скважинах
- Обеспечить контроль за внедрением на месторождениях ОАО "Томскнефть" ВНК нового ЭПО и технологий при эксплуатации мехфонда
- Обеспечить работоспособность и контроль за внедрённой программой "ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ СУ ЭЛЕКТОН"(вывод показаний работы УЭЦН на телеметрический пульт ЦДНГ, УДНГ)
- Разработать и внедрить схему проведения ремонта дополнительного оборудования для Установок ЭЦН извлекаемого после отказов (фильтра-насадки ЖНШ, ФЭЦН, забойный фильтр ФС, ШУМ, КОШ-73, контейнер ПСК, фильтра STRONG и т.д.)
- Организовать контроль над созданием Сервисными предприятиями резерва комплектов ЭПО и готовых кабельных линий в объёме неснижаемого запаса
- Организовать контроль за работой Сервисных предприятий по ремонту НКТ (проверки качества работ производить согласно графика)

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ ВНЕДРЕНИЯ

- Провести промысловые испытания Установок ЭЦН в габарите 3 (корпус 81мм) и габарите 4 (корпус 86мм) на фонде скважин с внутренними диаметрами ЭК менее 130мм (производство ЗАО "НОВОМЕТ-Пермь")
- Провести промысловые испытания винтовых установок с нижним приводом на скважинах с недостаточным притоком
- Провести промысловые испытания УЭЦН со ступенями 5-25 с импеллерами на рабочем колесе производства "АЛНАС"
- Провести промысловые испытания УЭЦН со ступенями 5 А-250 с повышенной напорностью (производство ЗАО"АЛНАС")
- Провести испытание газосепаратора-диспергатора ГСАДИ5А производства "АЛНАС"
- Провести промысловые испытания электрогидроприводного диафрагменного насоса ЭГПДН в скважинах ЧРФ осложнённых высоким содержанием мехпримесей из откачиваемой жидкости, подача насоса от 5-50 м3.производство ООО "РАМ" г. Москва
- Провести испытания насосов без осевой опоры, со ступенями из полимерных материалов
- Внедрение корпоративной программы по оценке надёжности узлов ЭПО разных

заводов-производителей

- Разработка методики математической обработки информации по отказам оборудования УЭЦН
- Разработка единой базы отказов ЭПО.
- Внедрить систему мониторинга и регулирования (СМР УЭЦН) на базе существующей телемеханики и программного обеспечения SEMACv1.3 на кустовых площадках Крапивинского и ДЛМ месторождений

Снижение отказов по причине брак монтажа и организационных причин

- Подготовка, переподготовка и обучение, тестирование монтажников УЭЦН.
- Подготовка, переподготовка и обучение, тестирование электромонтёров по обслуживанию УЭЦН.
- Подготовка, переподготовка и обучение технологов по ВНР УЭЦН
- Тестирование электромонтёров по монтажу УЭЦН
- Тестирование электромонтёров по обслуживанию УЭЦН
- Провести тестирование сотрудников технологических служб ЭПУС на предмет знаний технологических регламентов, инструкций по работе с УЭЦН
- Проведение организационно-технических совещаний с представителями Заказчика
- Проведение организационно-технических совещаний по итогам проведённых "Дней Качества"
- Обеспечить проведение на базе ООО "ЭПУ-Сервис" 100 %входного контроля:- всех новых узлов УЭЦН; - всех новых кабельных линий; - всего ЗиП для ЭПО поступающего на базу

Снижение отказов по причине брак ремонта ПЭД

- Обеспечить ремонт лобовой ПЭД методом гильзевания выводных концов статора и изолирование термоусадочной трубкой
- Обеспечить дополнительно проведения мойки статоров ПЭД маслом МДПН, после мойки сальвентом
- На малodeбитном фонде скважин применение кожухов ПЭД для достаточного охлаждения двигателя.
- Провести закуп и внедрение на ремонтном участке стенда проверки прямолинейности и износа статорного железа ПЭД

Увеличение надёжности ремонтных комплектов ЭЦН

- Применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер)

- Применение обратных клапанов шарового типа (КОШ-73, ШОК-73 и др)
- Провести внедрение погружных контейнеров-насадок с ингибитором солеотложений (конструкция "контейнер-насадка + ПЭД")
- Закуп и внедрение входных модулей ЖНШ5-6 от мехпримесей на скважинах оложнённых повышенным содержанием мехпримесей
- Закупка и применение в ремонте УЭЦН деталей из твердосплавных материалов с целью повышения наработки на отказ
- Обеспечить комплектацию ЭПО при выполнении заявок на монтажи согласно действующей "Схемы комплектации УЭЦН по осложняющим факторам"

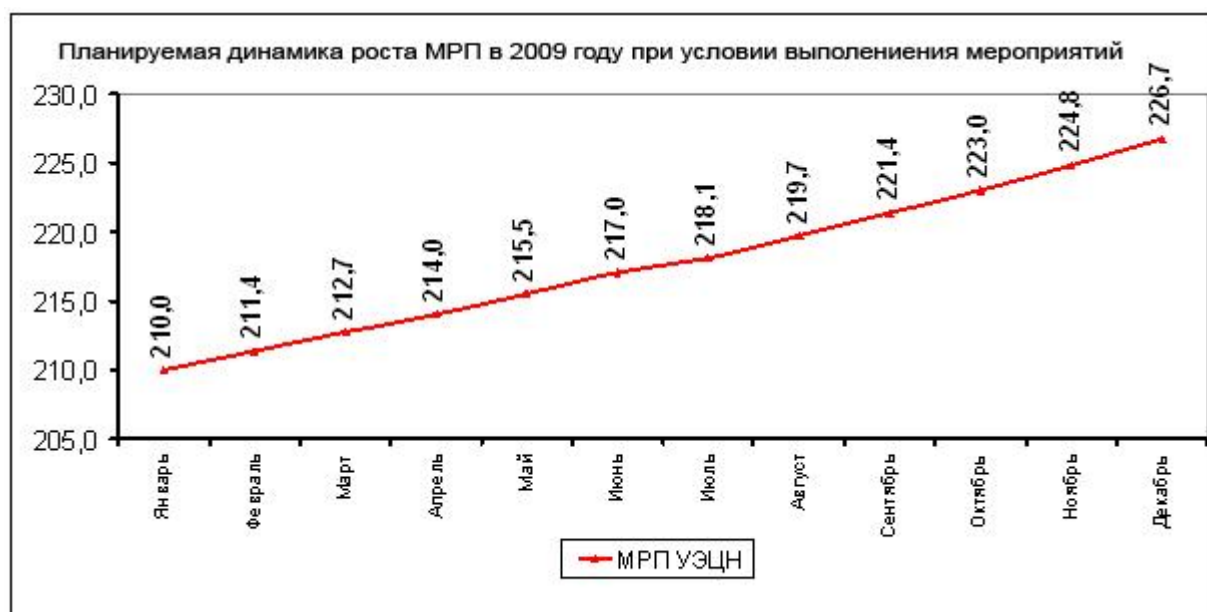


Рисунок 4.16 – Планируемая динамика роста МРП

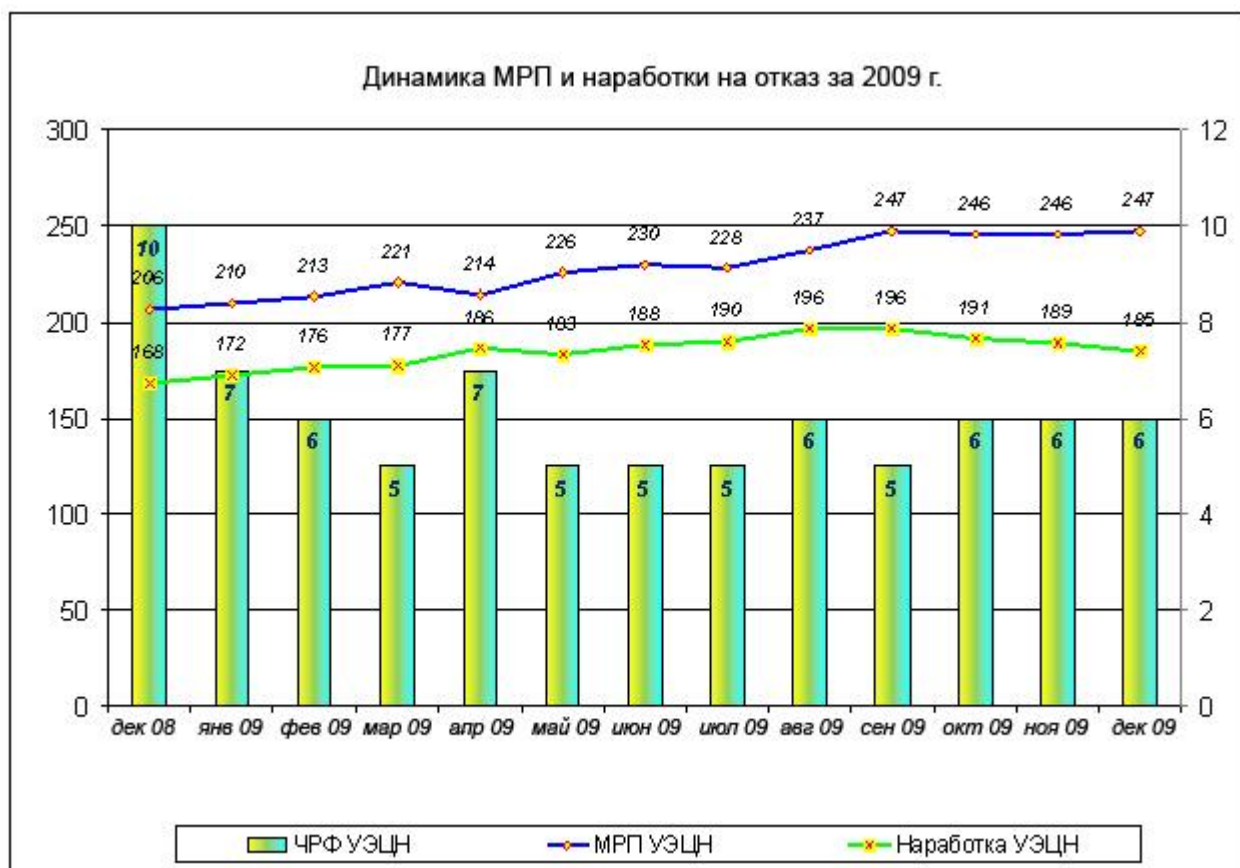


Рисунок 4.17 – Динамика наработки на отказ и межремонтного периода площадей Двуреченского месторождения

Следует отметить положительную динамику показателей МРП и наработки на отказ по сравнению с аналогичными показателями на месторождении. МРП в среднем увеличился со 206 до 247 суток, наработка на отказ возросла с 168 до 186 суток, а планировалось увеличить МРП на 16 суток.[11]

4.7.1 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО

Повышение МРП и СНО ЭЦН на месторождении связано с выполнением в полном объеме мероприятий и реализацией в настоящее время на промысле дополнительного комплекса мероприятий, включающих:

- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ,
- очистку ствола скважины путем скрепперования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;

- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м³/сут);
- долив в скважину ингибитора солеотложения перед запуском УЭЦН в работу.

Положительное влияние на показатели эксплуатации насосного оборудования оказывает применение нового подземного оборудования – насосов в износостойком исполнении, освинцованных удлинителей, термостойких вставок в кабельных линиях, шламоуловителей. Применение импортных ЭЦН с вариаторами частоты обеспечивает плавное увеличение депрессии на пласт и предотвращает залповые выносы мехпримесей.

Очевидно, что существенно влияет на улучшение показателей эксплуатации работа с проблемными скважинами в индивидуальном порядке, включающая разработку и внедрение индивидуальных мероприятий по снижению ЧРФ. Следует учитывать, что при интенсивных отборах пластовое давление будет заметно снижаться.

4.7.1.1 Внедрение установок для работы в обводненном и (или) солевом фонде и осложненных асфальтосмлопарафиновыми отложениями (АСПО)

Полимерные рабочие колёса. ООО «Ижнефтепласт» производит рабочие колеса для насосов обычного, коррозионностойкого, износостойкого и коррозионно-износостойкого исполнения, предназначенных для откачки пластовой жидкости (смесь нефти, механических примесей, попутной воды и нефтяного газа) из нефтяных скважин в обводненном и (или) солевом фонде в том числе, осложненных асфальтосмлопарафиновыми отложениями (АСПО). Рабочие колеса производятся из полимерных композиционных материалов (ПКМ) одно- и двухопорной конструкции, с короткой и удлиненной цельнолитой или закладной металлической ступицей. Применяемые материалы (см. таблицу 5.9)

Рабочие колеса для насосов обычного исполнения изготавливаются из стеклонаполненных полиамидов (СПА), которые обеспечивают более высокую чистоту проточных каналов, но в сравнении с ЖКП является менее стойким к кислотным промывкам и повышенным температурам (свыше 220 °С) рабочей среды); для глубин опускания свыше 1800 м – из жидкокристаллических полимеров (ЖКП).

Рабочие колеса для насосов коррозионностойкого исполнения изготавливаются из материала ЖКП с антифрикционной добавкой (ЖКП-АФ).

Для насосов износостойкого и коррозионно-износостойкого исполнения (И, КИ) применяются комбинированные рабочие колеса (рисунок 5.17), которые изготавливаются из материала ЖКП с закладной ступицей из коррозионно- износостойких металлопорошков или чугуна типа «нирзист».



Рисунок 4.17 Комбинированное двухпорное рабочее колесо

Таблица 4.8 - Сравнительная таблица физико-механических свойств жидкокристаллических полимеров (ЖКП), материалов на основе полиамидов и слоистых пластиков

Свойства	Метод измерения	Единицы измерения	ЖКП, ЖКП-АФ	СПА, СПА-АФ	Карбонит	Текстолит ПТК
Плотность	ISO 1183 ГОСТ 15139-69	г/см ³	1,5-1,7	1,3-1,5	1,32-1,42	1,3-1,4
Теплостойкость, не менее: - по Вика при 1,8 МПа - по Мартенсу	ISO 75 ГОСТ 21341-75	оС	220 -	220 -	- 150	- 130-140
Температура плавления	ISO 3146	оС	300	260	-	-
Прочность при изгибе	ISO 178 ГОСТ 4648-81	МПа	245 -	230 -	150	150
Водопоглощение	ISO 62 ГОСТ 4650-80	%	0,02	1,1	2	0,9
Коэффициент линейного термического расширения	ISO 696	10-5 оС-1	2	3	3	2-4,1

Применение рабочих колес из ПКМ обеспечивает следующие преимущества:

- Коррозионная стойкость позволяет использовать рабочие колеса в насосах коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения;
- Высокая коррозионная стойкость и чистота проточных каналов, низкая адгезия и немагнитные свойства материала, а также отсутствие образования гальванических пар

обеспечивают снижение скорости солеотложения и засорения проточных каналов АСПО на 40-50% по сравнению с металлическими рабочими органами;

- Малый вес (примерно в 4-5 раз меньше чугунных) значительно снижает массу ротора, особенно в насосах с большой производительностью, что обеспечивает уменьшение пусковых токов и плавный пуск двигателя;
- Низкая скорость солеотложения и малый вес уменьшают дисбаланс и вибрации ротора, что уменьшает износ защитных втулок вала, опорных поверхностей направляющих аппаратов, вала. Уменьшается вероятность «полетов» оборудования;
- Малый вес в сочетании с высокой чистотой проточных каналов и низкой адгезией материала обеспечивает увеличение КПД насоса;
- Применение закладных металлических ступиц увеличивает износостойкость и позволяет использовать рабочие колеса из ПКМ в насосах износостойкого и коррозионноизносостойкого исполнения;
- Применение рабочих колес из ПКМ с диспергирующим элементом (импеллер) обеспечивает снижение влияния газового фактора на процесс отложения солей и минералов.
- Применение рабочих колес с удлиненной ступицей из ПКМ и (или) втулок защитных вала из ПКМ, в виду низкой адгезии полимерной поверхности к солям и АСПО, значительно снижает скорость отложения солей в области трения, что снижает вероятность заклинивания радиальных пар трения, особенно при периодической эксплуатации УЭЦН.

С целью обеспечения ремонтпригодности (замена опорных шайб) в конструкцию полимерных рабочих колес введены специальные пазы на бурте для удаления шайб (рисунок 5.25). Данный конструктивный элемент обеспечивает беспрепятственное и безопасное извлечение шайб из полимерных колес с помощью несложного слесарного инструмента типа отвертки.

Рекомендации по эффективной эксплуатации рабочих колес из ПКМ. Наибольший эффект их применения достигается в условиях осложняющих факторов – солеотложения и АСПО.

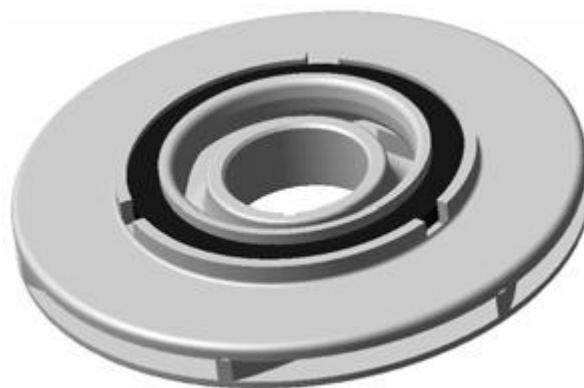


Рисунок 4.25 Полимерное рабочее колесо со специальным пазом на бурте для удаления шайб

Применение рабочих колёс из ПКМ позволяет увеличить наработки на отказ и снизить стоимость ремонтов насосов по сравнению с аналогами из серого чугуна и нирезиста при подъеме пластовой жидкости со следующими характеристиками:

1. Плотность жидкости должна быть не более 1400 кг/м^3 ;
2. Кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, должна быть не более $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
3. Объемное содержание попутного газа на приеме насоса должно быть не более 25 %, с применением газосепаратора в составе установки – не более 55 %;
4. Концентрация сероводорода:
 - для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения должна быть не более $1,25 \text{ г/л}$;
 - для ступеней с направляющими аппаратами обычного и износостойкого исполнения должна быть не более $0,01 \text{ г/л}$;
5. Содержание попутной воды должно быть не более 99,9 %;
6. Водородный показатель (pH):
 - для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения должен быть от 3 до 10 единиц;
 - для ступеней с направляющими аппаратами обычного и износостойкого исполнения должен быть от 5 до 10 единиц;
7. Количество агрессивных компонентов (для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения), должно быть не более, в г/л: CO_2 – 0,15, Cl^- – 20, HCO_3^- – 1;
8. Концентрация твердых частиц:
 - для колес с удлиненной полимерной ступицей должна быть не более $0,2 \text{ г/л}$;
 - для колес с металлической ступицей должна быть не более $0,5 \text{ г/л}$;

9. Микротвердость частиц должна быть не более 7 баллов по Моосу;
10. Температура жидкости на приеме насоса должна быть не более 120 °С.

Рабочие колеса из ПКМ используются для ЭЦН различных вариантов исполнения в сочетании с цельнометаллическими и комбинированными направляющими аппаратами.

В наибольшей степени преимущества рабочих колес из ПКМ по факторам коррозии, солеотложения и АСПО в сравнении с металлическими аналогами раскрываются в ступенях с комбинированными направляющими аппаратами производства ООО «Ижнефтепласт», имеющими аналогичные с колесами свойства по стойкости к коррозии, солеотложению и АСПО.

Комбинированные направляющие аппараты.

Комбинированный направляющий аппарат состоит из проточной части из теплокислотостойких полимеров и металлических стакана и центральной втулки (Рисунок 4.26)

Преимущества комбинированных направляющих аппаратов

- Высокая коррозионная стойкость и чистота проточных каналов, низкая адгезия и немагнитные свойства полимерного материала обеспечивают снижение скорости солеотложения и засорения проточных каналов АСПО на 40-50% по сравнению с металлическими рабочими органами;
- Снижение веса направляющего аппарата на 15...25% за счет применения ПКМ;
- Повышение КПД ЭЦН (на 2...4% в целом) за счет снижения шероховатости поверхности проточных каналов.

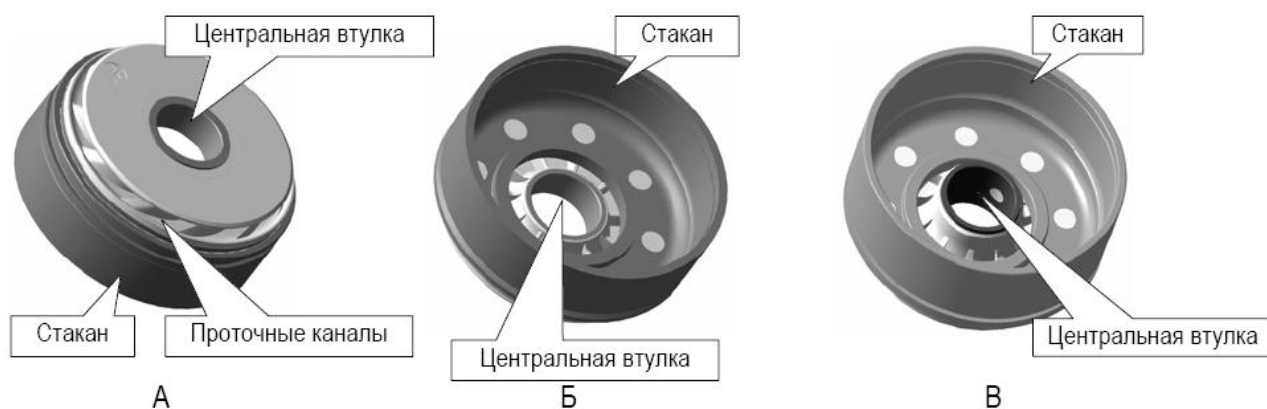


Рисунок 4.26 Комбинированные направляющие аппараты одноопорной (А и Б) и двухопорной конструкции (В)

4.7.1.2 Внедрение электроцентробежных «порошковых» насосов

Использование электроцентробежных «порошковых» насосов, позволит наиболее эффективно эксплуатировать проблемные скважины и решать следующие задачи: возможность эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, находящихся в поздней стадии разработки, что характеризуется их истощением и большой обводнённостью и ввода скважин из консервации и простаивающего фонда. Особенность – применение новых групп рабочих органов, выполненных по технологии порошковой металлургии, при сохранении базовой комплектации насоса, все детали и узлы являются унифицированными. Преимущества специального композиционного материала, разработанного для рабочих органов «порошковых» насосов:

- абразивная стойкость - износ на 20-30 % ниже, чем у пары нирезист - нирезист, и в 2 раза ниже, чем у пары из серого чугуна;
- высокая коррозионная стойкость порошкового материала - в несколько раз выше серого чугуна и приближена нирезисту;
- стойкость к солеотложению - за счет высокой чистоты проточных каналов (по шероховатости $Ra=0,8$) порошковый материал превосходит нирезист;
- твердая и ударная вязкость - в 1,5 и более раза выше, чем у нирезиста и серого чугуна; детали не претерпевают изменений в размерах и прочности при температуре от -70 до $+250$;
- композиционный материал абсолютно беспористый; теплопроводность более чем в 1,5 раза выше, чем у нирезиста и серого чугуна.

Преимущества двойной центробежной схемы конструкции порошковых ступеней «БОРЕЦ»:

- ступени с диспергирующими лопатками выполнены по оригинальной схеме двойных центробежных;
- дополнительные лопасти обеспечивают повышение напора за счет увеличения центробежной скорости движения пластовой жидкости и отсутствия поперечных потоков;
- аналог на рынке - центробежно-вихревые порошковые ступени с поперечным вихревым движением потока, приводящее к повышенной вибрации рабочего;
- Такая схема препятствует образованию застойных зон пластовой жидкости в полости между дисками направляющего аппарата и рабочего колеса
- Резко уменьшается количество абразива, попадающего в зазор между трущимися поверхностями втулок колеса и аппарата.

4.7.1.3 Внедрение системы дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок

Полное наименование системы - система дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок. Условное обозначение - СМР УЭЦН. Система создана для наладки автоматизированных средств управления технологическим процессом (АСУ ТП), программного обеспечения (ПО) подсистем системы мониторинга работы УЭЦН.

Система СМР УЭЦН объединяет ряд аппаратных (в том числе средства КИПиА) и программных средств, в совокупности с SCADA-системой нефтепромысла предназначена для дистанционного контроля, управления и регулирования отдельных скважин, их кустов или месторождения в целом. Применяется для оперативного дистанционного контроля состояния погружного и наземного оборудования кустовых площадок и оптимального управления в реальном масштабе времени оборудованием добывающих скважин с УЭЦН с диспетчерского пункта ЦДНГ-10.

Назначение системы СМР УЭЦН - мониторинг технологических и энергетических параметров, передача данных в диспетчерскую ЦДНГ-10; дистанционное управление УЭЦН кустовых площадок; адаптивное регулирование (самонастройка) режима работы УЭЦН; дистанционная установка любого нового значения забойного давления Рзаб, поддержание заданного Рзаб с учетом динамики скважин, автоматический режим эксплуатации скважин.

Основные цели внедрения системы СМР УЭЦН - мониторинг технического состояния насосной установки и дистанционное управление в условиях отдаленности и труднодоступности технологических объектов; повышение информационной полноты, достоверности и быстродействия (оперативности) контроля скважин и скважинного оборудования (погружного и наземного); оптимизация эксплуатационных режимов работы скважин (системы «пласт – скважина – насосная установка») на заданные целевые функции путём согласования добывных возможностей пласта (характеристики притока) с режимом работы насосной установки (характеристики истечения) за счёт регулирования частоты вращения погружного электродвигателя.

Регулярное проведение диагностики работающего оборудования позволяет не только предотвратить «полеты», но и получить достоверные данные по эксплуатации, на основании которых производятся работы по снижению эксплуатационных затрат.

4.7.2 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Двуреченского месторождения

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок можно порекомендовать применение комплексного привода на базе вентильного электродвигателя с системой телеметрического контроля и регулирования параметров работы насосной установки для адаптации ее характеристики к параметрам скважины.

Привод работает в комплекте с насосами, кабельными линиями, и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями типа ПЭД. Диапазон регулирования частоты вращения электродвигателя – 500- 3500 об/мин.

По сравнению с традиционными асинхронными ПЭД вентильные двигатели обладают целым рядом характеристик, делающих их применение привлекательным с экономической точки зрения. Использование вентильного электродвигателя в качестве привода УЭЦН позволяет изменять частоту вращения вала в расширенном диапазоне, а значит максимально оперативно реагировать на изменение дебита скважины и динамического уровня без производственных остановок и проведения спуско-подъемных операций. Принципиальное отличие вентильных двигателей от серийных асинхронных ПЭД заключается в возможности регулирования частоты вращения за счет изменения силы тока, в то время как скорость вращения асинхронного двигателя можно регулировать, лишь изменяя частоту тока с помощью частотных преобразователей. Таким образом, более простая конструкция вентильного электродвигателя позволяет регулировать частоту оборотов без применения дополнительного дорогостоящего оборудования – частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

Значение КПД вентильного электродвигателя гораздо выше – более 90%, и оно почти не изменяется при колебаниях напряжения питающей сети, а также при изменении нагрузки на привод, за счет более высокого КПД вентильные электродвигатели меньше перегреваются, что увеличивает ресурс изоляционных материалов и позволяет сократить количество отказов по причине оплавления кабеля в месте кабельного ввода.

Анализ результатов ревизии узлов УЭЦН, подвергшихся расчленению и «полетам», показывает, что основной причиной разрушений является вибрация под воздействием возмущающей силы, возникающей в центробежных насосах в результате износа радиальных опор рабочих органов в абразивной среде, и химической коррозии.

Радикальным техническим решением снижения нагрузок на опорные поверхности рабочих органов ЭЦН, снижения амплитуды вибрации и величины возмущающей силы

является установка в насосе промежуточных подшипников, износостойких в абразивной среде с твердостью частиц до 7 баллов по Моосу. Использование насосов с двухпорными ступенями существенно снижает количество отказов и повышает наработку на отказ. В тоже время стоимость таких насосов существенно выше и ремонт их требует больших затрат высококвалифицированной рабочей силы. Такие насосы могут быть рекомендованы в первую очередь для высокодебитных низкообводненных скважин, простой которых существенно снижает суммарную добычу нефти.

В целом, применение механизированной добычи для условий Двуреченского месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями. [5]

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

5.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН ЭЦНМИК5А30-1700(800) повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на малodeбитных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбитных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УЭЦН на колонне НКТ.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным замером изоляции.	26
Монтаж УЭЦН	4
Итого:	48

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 48 ч.

5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника: установка электроцентробежного насоса, станция управления.

Основные узлы УЭЦН:

ЭЦН (электроцентробежный насос)-важный элемент установки, собственно за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);

ПЭД (погружной электродвигатель);

- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются еще разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- Газосепаратор- используют для снижения количества газа на входе в насос;
- Термоманометрическая система, выдающая на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в

амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка ЭЦНМИК5А 30-1700(800)	18900000	13,5	2551500	291,3	1	240	69912
Гидрозащита	1000000	9	90000	10,3	1	240	2466
Кабель погружной	200000	11,3	22600	2,6	1	240	619
Газосепаратор	150000	10	15000	1,7	1	240	410,9
Термоманометрич.система	70000	8	5600	0,64	1	240	154
Трансформатор	120000	10,5	12600	1,4	3	240	345
Итого	73907 руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 73907 руб.

5.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией ОАО «Томскгазпром» приведена в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 73мм	80	37500	3000000
2	Кабель	2600 м	80	208000
	Итого:			3280000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 3280000 руб.

5.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 5.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация X	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг. X			Организация. X	Организация. X	Организация. X
Технолог	8	1	350	240	84000	99800	183800
Мастер	7	1	300	240	72000	84000	156000
Бурильщик	5	1	250	240	60000	73500	133500
Машинист	3	1	180	240	43200	56160	99360
Помощник бур.	3	1	200	240	48000	57500	105500
Супервайзер	5	1	400	240	96000	108700	204700
Геофизик	4	1	170	174	29580	34400	63980
Итого		7			432780	514060	946840

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 946840 руб.

5.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 5.5 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	183800	156000	133500	99360	1055 00	204700	63980
ФСС (2,9%)	5330,2	4524	3871,5	2881,44	3059,5	5936,3	1855,4
ФОМС (5,1%)	9378,8	7956	6808,5	5067,36	5380,5	10439,7	3262,98
ПФР (22%)	40436	34320	29370	21859,2	23210	45034	14075,6
Страхование от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	2205,6	1872	1602	1192,32	1266	2456,4	767,76
Всего, руб.	57350,6	48672	41652	31000,32	32916	63866,4	19961,74
Общая сумма, руб.	295419						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 295419 руб..

5.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	73907
Затраты на материалы	3280000
Оплата труда	946840
Страховые взносы	295419
Накладные расходы (20%)	919233,2
Всего затрат:	5515399,2

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 5515399,2 руб.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Техногенная безопасность

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа.

Основное место работы оператора находится на кустовой площадке промысла на открытом воздухе.

Перечень опасных и вредных производственных факторов на кустовой площадке приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Перечень опасных и вредных факторов.

ФАКТОРЫ	
Вредные	Опасные
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	1. Термические
2. Утечка токсичных и вредных веществ	2. Электрические
3. Повышенный уровень шума и вибрации	3. Пожаровзрывоопасные

6.2 Характеристика вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а так же перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири метеорологический фактор.

Основные виды работ в процессе эксплуатации скважин выполняются на открытом воздухе, а добываемая нефть, ее компоненты и применяемые в процессе добычи различные химические реагенты являются токсичными и взрывоопасными веществами. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а так же средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.[15]

Кровососущие насекомые

В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Рои мошек, комаров буквально облепляют человека. Они забираются под одежду, забиваются в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии. Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (инцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Объекты (кусты), как правило, засыпаются песком, поэтому при воздействии ветра происходит поднятие песка и пыли, которые могут попасть в глаза, дыхательные пути и вызвать негативную реакцию человека.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание понижается температура тела.

Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – 0.1 $\text{м}^2/\text{м}^3$ по ГОСТ 12.1.005 – 86. За контролем за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно–допустимых концентраций.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

Повышенный уровень шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт. Уровень шума колеблется от 30 до 96 дБА (при нахождении возле стола ротора или нахождение в БРВ). Наиболее интенсивны уровни шума при авариях, когда газ выходит из отверстий щелей и скважин под высоким давлением. При повышенном действии шума затрудняется разборчивость речи, снижается работоспособность, ухудшается слух человека. Шум вызывает головную боль, быструю утомляемость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, ухудшается память, снижается реакция, вызывает психические расстройства.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА и соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.3359-16 [7].

Большое значение в борьбе с шумом и вибрациями уделяется созданию условий бесшумной или малозумной работы станков, электродвигателей, компрессоров и других механизмов, замене технологических ударных процессов безударными. Для устранения шума при трении сухих материалов применяют вязкие смазочные материалы.

Значительно снижает шум замена металлических деталей пластмассовыми. При изготовлении и сборке машин и аппаратов (особенно вентиляторов) проводят тщательную балансировку (статическую и динамическую) и уменьшают зазоры. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно–компрессорных труб из–за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а так же

вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой. Воздействие вибрации на человека классифицируют: по способу передачи колебаний; по направлению действия вибрации; по переменной характеристике вибрации. В зависимости от способа передачи колебаний человеку вибрацию подразделяют на общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, и локальную, передающуюся через руки человека.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

6.3 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды

Термические опасные факторы

Ожоги различной степени можно получить при отоплении трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту (температура водяного пара до 160°C).

Обслуживающий персонал, работающий с паровой передвижной установкой должен быть:

- в спец. одежде, спец. обуви и брезентовых рукавицах;
- иметь прозрачный защитный щиток;
- защитный водоотталкивающий костюм (допускается иметь отдельно сапоги, штаны, куртку – они должны заправляться друг в друга), которые одеваются поверх основной спец. одежды, во время работы с применением пара в кузове установки должны быть вывешены плакаты по оказанию первой помощи, мед.аптечка, которая должна находиться в кабине водителя.

Первая помощь

Пострадавшего вынести из зоны действия термического фактора, дальнейшее действие направлены на быстрое охлаждение обожженных участков. Быстро поместить обожженные участки под струю холодной воды, прикладыванием пузырей со льдом или полиэтиленовых мешков со снегом. Если нет под рукой льда или снега, протирают обожженные места этиловым спиртом или одеколоном, которые быстро испаряются и охлаждают место ожога. Охлаждение быстро прекращает дальнейшее разрушение тканей. Ожоговые пузыри нельзя вскрывать, нельзя обрывать прилипшие к местам ожога части одежды, можно обрезать ножницами. Прилипший расплавленный битум можно отслоить с ожоговой поверхности, поливая под битумную корку растительным маслом. При оказании помощи при ожогах

накладывают только асептическую повязку. Обширные ожоги можно закрыть чистыми проглаженными простынями. При повреждении конечностей необходимо произвести иммобилизацию. Пострадавшего следует напоить большим количеством жидкости, дать ему обезболивающее и как можно скорее отправить в лечебное учреждение.

Электробезопасность

Эксплуатация скважин с УЭЦН, а также работа систем освещения и различных датчиков характеризуется наличием *напряжения в силовом кабеле*. Станция управления и скважина оборудованная ЭЦН находятся на некотором расстоянии друг от друга, что увеличивает зону поражения электрическим током, так как часть кабеля проходит по поверхности.

Механизм поражения человека электрическим током чрезвычайно сложен и сопровождается термическим, электролитическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом действии тока возможны ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать в них серьезные функциональные расстройства, вплоть до необратимых.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ.[16]

Пожарная безопасность

Обеспечение пожаровзрывобезопасности осуществляется на всех скважинах включая скважины ППД.

Перед входом в помещение групповой замерной установки (АГЗУ) необходимо открыть снаружи жалюзи, включить вентилятор и проветрить помещение в течении 20 минут до начала работ в АГЗУ заземляется двумя проводниками.

Газоопасные работы, в т.ч. работы, связанные с пребыванием людей внутри аппаратов, емкостей и др. оборудования, должны проводиться в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного участия людей; должны осуществлять меры по сокращению количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности путем усовершенствования технологических процессов,

внедрения современных методов диагностики средств гидравлической, механической, химической очистки технологического оборудования и коммуникации.

По каждому цеху должен быть разработан перечень газоопасных работ. В нем должны быть отдельно указаны газоопасные работы проводимые с оформлением наряда–допуска и работы проводимые без оформления наряда–допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале. Перечень газоопасных работ должен периодически не реже 1 раза в год пересматриваться и пере утверждаться, техническим руководителем предприятия.

При подготовке объекта к проведению газоопасной работ, ответственным назначается инженерно–технический работник – мастер, в ведении которого находится эксплуатационный персонал.

Для оценки выполнения подготовительных мероприятий перед началом проведения газоопасной работы, производится анализ воздушной среды на содержание кислорода, а также вредных, взрывоопасных и взрывопожарных веществ с записью результатов в наряде–допуске.

В период подготовки к проведению газоопасных работ осуществляется проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты, инструментов, приспособлений и других средств обеспечения безопасности исполнителей. Проводится инструктаж исполнителей и проверяется их умение пользоваться средствами индивидуальной защиты, знания безопасных приемов работы и методов оказания первой помощи пострадавшим.

При аварийной обстановке необходимо закрыть задвижки и снизить давление до атмосферного. Стравливать газ через фланцевые соединения запрещается.

Ремонтные работы должны проводиться в дневное время. При необходимости ремонта в ночное время место работы должно быть освещено. Для освещения применяются переносные электрические светильники во взрывобезопасном исполнении на напряжение не выше 12В.[15]

Устранять обнаруженные дефекты, набивать сальники задвижек и подтягивать болтовые соединения на аппаратах и коммуникациях под давлением запрещается.

На коммуникациях, находящихся в ремонте вывешивается предупредительный плакат: «Трубопровод в ремонте». Снимать предупредительный плакат можно только с разрешения начальника объекта.

Целевой инструктаж для проведения электро и газосварочных работ.

Запрещается проводить электро и газосварочные работы не связанные с ремонтом оборудования и коммуникаций:

- на расстоянии менее 20 м от отдельных резервуаров;
- на расстоянии менее 50 м. от нефтяных эстокад во время слива или налива нефти;
- на расстоянии менее 50 м. от открытых нефтеловушек и менее 20 м. от канализационных нефтяных колодцев.

В каждом подразделений промысла должен быть разработан план ликвидации возможных аварий. В плане ликвидации аварий должно быть предусмотрено: способы оповещения об аварии (сирена, телефон, радио); действие лиц технического персонала, ответственных за вывод людей; необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки агрегатов, аппаратов, газовых, паровых и водяных коммуникаций; выход людей предусмотрен из аварийных выходов помещений по наиболее безопасным и кратчайшим путям; немедленный вызов газоспасательной службы; способы и средства для прекращения подачи газа, способы быстрого проветривания помещений; мероприятия по предупреждению повторных взрывов; мероприятия и средства по тушению очагов пожара.

Ликвидация аварий ведется по плану, утвержденному главным инженером, начальником ЦИТС или начальником технического отдела.

Оператор имеет все полагающиеся ему по нормам и правилам защитные средства, обеспечивающие безопасность работы, и во время работы обязан пользоваться ими. Из средств защиты органов дыхания применять фильтрующие и шланговые противогазы. Фильтрующие противогазы с коробками марки «КД», «В» или БКФ. При выполнении всех работ на нефтепромысле иметь при себе противогаз, закрепленный за каждым рабочим.

При выполнении работ на пожаре и взрывоопасных объектах обязан пользоваться инструментом из цветного металла, обмедненным или обильно смазанным солидолом.

Применение открытого огня и курение вблизи скважин, в насосных и на других газовзрывоопасных местах запрещается. Курить разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах.

6.4 Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при *эксплуатации* месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов под давлением»;
- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости;
- сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;
- проектирование объектов с высокой степенью автоматизации.

Также необходимо:

- наличие плана действий в аварийных и нештатных ситуациях по ликвидации возможных утечек загрязняющих веществ;
- оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок;
- раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ;
- использование компрессоров с электроприводом;
- утилизация попутного газа;
- применение современного блочно–комплектного оборудования заводского изготовления повышенной надежности;
- работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах;
- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях;
- безрезервуарная откачка нефти;

– установка конденсатосборников на факелах газопроводов для исключения возможности поступления жидких фракций углеводородов на факелы.

Технология подготовки нефти непрерывна. Остановка оборудования может повлечь аварийную ситуацию на объекте, поэтому в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) вводится только первый режим работы предприятия. Мероприятия носят только организационный характер и обеспечивают снижение выбросов вредных веществ на 10–20 %.

Для этого, согласно РД 52.04.52–85, достаточно:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- сместить во времени технологические процессы, связанные с большим выделением вредных веществ в атмосферу;
- прекратить испытание оборудования, влияющего на изменение технологического режима работы объектов;
- усилить контроль за режимом горения топлива, поддержание избытка воздуха на уровне, устраняющем условия образования недожега.
- сместить во времени ремонт, исследование скважин и отбор проб.

В период НМУ осуществляется контроль воздушной среды на объектах.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие[15]:

- изъятие природных вод для использования на собственные нужды;
- загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах, образования несанкционированных свалок и др.;
- изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

Водопользование в нефтегазодобывающей промышленности, в первую очередь, связано с потреблением водных ресурсов и отведением их значительных объемов.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются:

- производственные и хозяйственно–бытовые стоки (при варианте их сброса в водные объекты и на рельеф местности);
- талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков;
- строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора;
- оседание на водную поверхность загрязненных аэрозолей, поступающих от местных источников выбросов вредных веществ в атмосферу;
- аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие:

- проведение исследований о геодинамическом состоянии земных недр для определения опасности возможной деформации земной поверхности на территории месторождения;
- сокращение площадей землеотвода за счет блокировки зданий и сооружений, расположенных на территории буровой;
- прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого–экономической оценки разрушаемых экосистем;
- движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;
- разработка мероприятий по сохранению плодородия почв, исключению развития эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природных процессов;
- снятие и складирование в буртах почвенного покрова перед началом строительных работ; запрещается использовать слой почвы для устройства подсыпок и перемычек;
- в процессе бурения – внедрение безамбарного бурения с замкнутым циклом очистки и использования бурового раствора, строгим контролем за соблюдением технологии бурения и строительства скважин, сбором в специальные емкости отходов бурения с последующим их обезвреживанием и утилизацией;
- буроопускной способ погружения свайных опор;
- восстановление и ремонт обваловок старых буровых шламовых амбаров;

- ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек;
- ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер;
- совершенствование методов ликвидации замазученных участков;
- выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
- сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто – и строительной техники, вывоз загрязняющих веществ с этих площадок на полигон, сточных вод на очистные сооружения;
- обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;
- контроль за состоянием земель и почв, контроль состояния поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

Кроме того, снижение негативного воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров предлагается решить путем:

- использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии;
- использования труб с повышенными прочностными характеристиками;
- установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления;
- 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

Мероприятия по охране растительного и животного мира включают:

- выбор участков для размещения объектов с учетом обитания ценных и охраняемых видов флоры и фауны;
- разработку оптимальных маршрутов между буровыми с учетом рельефа местности во избежание нарушения растительного покрова;
- ограничение техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием, в частности, вблизи рек;
- выполнение всех мероприятий по охране земельных ресурсов (см. выше);
- строительство объектов обустройства месторождения на песчаных отсыпках с использованием обвалования и гидроизоляционных материалов;
- максимальное сохранение естественного растительного покрова;
- раскорчевку всех горельников и посадку леса;

- установку телевизионной противопожарной техники для обнаружения очагов пожаров;
- организацию специальной противопожарной службы со спецтехникой и обученным персоналом;
- регулярную прокладку и подновление минерализованных противопожарных полос;
- установку пожарных гидрантов на кустовых площадках и водоводах;
- обеспечение при возведении гидротехнических сооружений и объектов на побережье водоемов минимального воздействия при проходе рыбы к местам нерестилищ, а также в другие наиболее чувствительные периоды жизни гидробионтов;
- ограничение гидротехнических работ в период массовых миграций и нереста рыбы;
- использование специальных рыбозащитных устройств на всасывающих оголовках водопроводных систем при заборе поверхностных вод;
- организацию переходов животных через искусственные преграды, подъем надземных участков трубопроводов при пересечении оленьих троп на высоту не менее 2 м;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на техногенные объекты;
- принятие административных мер для пресечения браконьерства.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС): природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже -40°C);
- метели и снежные заносы.

техногенного характера:

- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- разгерметизация трубопроводов;
- пожары;
- взрывы;
- разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ);
- отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно–эксплуатационной службы.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

- вскрытие нефтяных пластов с установкой превенторов – противовыбросовых устройств на устья скважин;
- оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками;
- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;
- применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;

- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;
- проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

Основной рекомендуемый способ уменьшения скорости коррозии в системах ППД – использование труб из коррозионностойких материалов: трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления, трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости (13ХФА, 09ГСФ) без внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды (менее 0,2 мм/год для обычных сталей марок 09Г2С или аналогов) или с внутренним покрытием – для водоводов высокого давления производства ОАО "Челябинский трубопрокатный завод", ОАО "Северский трубный завод", ОАО «Волжский трубный завод». Трубы отличаются высокой прочностью, стабильностью механических свойств, низкой температурой вязко–хрупкого перехода, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и к образованию трещин.

Согласно опыта эксплуатации эти варианты обеспечивают достижение проектных показателей по срокам службы с минимальными затратами. Широко применяемый ингибиторный способ защиты от коррозии может быть рекомендован только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

Наиболее перспективным остается применение внутренних антикоррозионных покрытий. От наружной коррозии трубопроводы системы ППД должны быть защищены изолирующим полиэтиленовым или полипропиленовым покрытием в 2–3 слоя, наносимым в заводских условиях экструзионным методом. В полевых условиях (защита сварных стыков и пр.) применяется покрытие пленкой «Полилен» на слой праймера.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на

рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день значительная роль в добычи нефти по Васюганскому региону принадлежит фонду скважин, оборудованному УЭЦН. Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

По Двуреченскому месторождению фонд на 01.01.10 г. составил ЭЦН - 100%., из них: ЭЦН Россия – 53 ед. (46%); ЭЦН фирмы «Reda» - 62 ед. (54%).

Таким образом, контроль эффективности и повышение надежности установок электроцентробежных насосов является залогом стабильности добычи нефти на Двуреченском нефтяном месторождении. Данный контроль, вполне способна обеспечить система дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок

Также в работе проведен анализ структуры фонда скважин месторождения, анализ основных технологических показателей работы УЭЦН. В результате, на основе множественного корреляционного и регрессионного анализа проведена оценка влияния основных технологических параметров на эффективность работы электропогружных установок. Сформулированы выводы по повышению надежности работы УЭЦН.

Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов показал, что наибольшее число отказов происходит из-за механических примесей (22 %). Засорение приемной сетки насоса механическими примесями происходит из-за интенсивного выноса частиц из пласта, что является следствием проведения гидроразрыва пласта на месторождении, а также избыточной депрессии на пласт. Также значительное негативное влияние на работу установок оказывает коррозия и отложение солей. Анализ таких показателей эффективности работы УЭЦН как наработка на отказ и межремонтный период показал значительное улучшение данных показателей за период 2005-2009 гг. Повышение МРП и ННО ЭЦН на месторождении связано с реализацией в настоящее время на промысле комплекса мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, внедрение износостойкого оборудования. Применением в работе перспективных методов борьбы с осложняющими факторами.

В целом, применение механизированной добычи для условий Двуреченского месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-

химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки Двуреченского месторождения (совместно с Западно-Моисеевским и Лесмуровским), Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2004 г.
2. Анализ разработки Двуреченского месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2009 г.
3. Инструкция по расследованию причин отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). ОАО «Томскнефть», 2007г.
4. Агапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167 с.
5. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.
6. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.-М.: Недра, 1990.-427 с.
7. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
8. Комаров В.С. “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования ”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
9. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования ”. М.: Недра, 1989 г.
10. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
11. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно-технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
12. НПО "Борец", ОКБ БН. Установки погружных центробежных насосов. Каталог. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ. - М., 1989. - 47 с.
13. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. И. Бухалепко. - М.: Недра, 1990. - 560 с.
14. Schlumberger website / www.oilfield.slb.com
15. Охрана труда: Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ 016–2001, РД 153–34.0–03.150–00: правила вводятся в действие с 1 июля 2001 г. – М.: Инфра–М, 2005. – 152 с.
16. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.