

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ФОНДА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, РАБОТАЮЩИХ В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

УДК 622.276.53.054.23-022.344-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Дмитриев Вячеслав Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г. – м.н.		

Томск – 2017

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Дмитриеву Вячеславу Сергеевичу

Тема работы:

Анализ состояния фонда установок электрического центробежного насоса, работающих в режиме периодической эксплуатации на месторождениях России	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Введение Использование периодической эксплуатации скважин на месторождениях России Сущность периодической эксплуатации скважин Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин Осложнения при периодической эксплуатации скважин Комплексная технология оборудования добывающих скважин и профилактика выноса механических примесей Анализ отложений в узлах глубинно - насосного оборудования Методы борьбы с негативным влиянием

	механических примесей Химические методы борьбы с механическими примесями Задержание песка в скважинах фильтрами, устанавливаемыми на приёме установки электрического центробежного насоса Анализ достоинств и недостатков известных конструкций фильтров Станции управления с преобразователем частоты в составе установки электрического центробежного насоса Технология кратковременной - периодической эксплуатации Выводы и обоснования задач анализа Финансовый менеджмент Социальная ответственность Заключение
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПРОФИЛАКТИКА ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Дмитриев Вячеслав Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б23	Дмитриев Вячеславу Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет удельных затрат на электроэнергию, согласно применяемой технологии
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение операций
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения технологии и после.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии периодической эксплуатации скважин

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Дмитриев Вячеслав Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Дмитриеву Вячеславу Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования являются периодическая эксплуатация скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях России
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях России. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях России.	Вредные факторы: 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность при эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях России.	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;

	3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Дмитриев Вячеслав Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 15 таблиц, 14 рисунка, 36 источников.

Ключевые слова: ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.

Объектом исследования является периодическая эксплуатация скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях России.

Цель работы – анализ эффективности применения периодической эксплуатации скважин в условиях повышенного выноса механических примесей на месторождениях России

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о кратковременной - периодической эксплуатации, основные виды осложнений в работе УЭЦН. Представлен современный опыт внедрения кратковременной - периодической эксплуатации скважин, как способ борьбы против осложнений различного происхождения. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении кратковременной - периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КПЭС - кратковременная периодическая эксплуатация скважин

УЭЦН - установка электрического центробежного насоса

МРП - межремонтный период

СУ - станция управления

ПЧ - преобразователь частоты

ПЭД - погружной электрический двигатель

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

КРС - капитальный ремонт скважины

ОПР - опытно - промысловые работы

КВЧ - количество взвешенных частиц

МНК - малые нефтяные компании

ГНО - глубинно - насосное оборудование

АПВ - автоматическое повторное включение

ТМС - телеметрия скважин

ГРП - гидравлический разрыв пласта

УШГН - установка штангового глубинного насоса

АГЗУ - автоматическая замерная установка

НКТ - насосно - компрессорные трубы

ЖКП - жидкокристаллический полимер

ГТМ - геолого - технические мероприятия

СНО - средняя наработка на отказ

ГРУ - газопесочное регулируемое устройство

ПВЛГ - перевод на вышележащий горизонт

ШУМ - шламоуловитель модернизированный

ЧРП - частотно регулируемый привод

ВНЭ - водонефтяная эмульсия

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ.....	12
1.1 Сущность периодической эксплуатации скважин	12
1.2 Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин.....	13
1.3 Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин.....	18
1.4 Осложнения при периодической эксплуатации скважин	28
2 КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПРОФИЛАКТИКА ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	31
2.1 Характер механических примесей в регионах с карбонатными коллекторами	31
2.1.1 Анализ отложений в узлах глубинно - насосного оборудования	33
2.1.2 Методы борьбы с негативным влиянием механических примесей.....	34
2.2 Профилактика пескопроявлений в добывающих скважинах.....	38
2.3 Оценка эффективности действия центробежных сил при отделении твердых частиц ..	40
2.4 Химические методы борьбы с механическими примесями	43
2.5 Задержание песка в скважинах фильтрами, устанавливаемыми на приёме установки электрического центробежного насоса	46
2.6 Анализ достоинств и недостатков известных конструкций фильтров.....	48
2.7 Станции управления с преобразователем частоты в составе установки электрического центробежного насоса.....	53
2.8 Технология кратковременной - периодической эксплуатации	54
3. ВЫВОДЫ И ОБОСНОВАНИЯ ЗАДАЧ АНАЛИЗА.....	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
5. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования ...	78
5.2 Экологическая безопасность	90
5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду	90
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	92
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтедобывающая отрасль характеризуется снижением объемов добычи нефти из длительно эксплуатируемых месторождений и, как следствие, увеличением вовлекаемых в разработку трудноизвлекаемых запасов, что ведет к количественному росту малодебитных и среднедебитных скважин. Во всем мире большую часть запасов составляет трудноизвлекаемая нефть (вязкая, тяжелая, с высоким содержанием АСПО), в России таких запасов около 55%.

Отмечаемое в последнее время изменение структуры нефтяных запасов, ведет к ухудшению условий эксплуатации нефтяных, водозаборных и нагнетательных скважин, это приводит к сокращению межремонтного периода стандартного оборудования и увеличению затрат на специальное оборудование.

Проблемы, связанные с эксплуатацией трудноизвлекаемых скважин, а именно вынос механических примесей, коррозия, солеотложения, температура, в последние годы создают все больше трудностей в работе нефтедобывающей отрасли. Проявление одновременно нескольких осложняющих эксплуатацию факторов, наблюдается на большей части скважин во всех нефтедобывающих компаниях России.

В настоящее время применение периодического способа эксплуатации скважин актуально для многих недропользователей, также важен подбор комплексного воздействия на все факторы осложняющие эксплуатацию. Большинство способов борьбы с осложняющими факторами, позволяет нейтрализовать влияние только одного фактора, что не дает существенного увеличения межремонтного периода и приводит к росту стоимости добычи, а также, как правило, снижение влияния одного вида осложнений приводит к усилению воздействия другого. Для успешной эксплуатации скважин необходимо реализовать метод, направленный на максимальное, всестороннее снижение влияния осложняющих факторов.

Целью данной работы является анализ эффективности применения периодической эксплуатации скважин в условиях повышенного выноса механических примесей на месторождениях России.

1 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

1.1 Сущность периодической эксплуатации скважин

Периодический кратковременный режим работы погружного оборудования – последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из периода работы и периода покоя, другими словами способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе скважины. Причем, продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия, за которым следует состояние покоя в течение времени, достаточного для того, чтобы температура машины сравнялась с температурой охлаждающей среды с точностью до 2°С.

По существу периодическая эксплуатация используется не для снижения вредного влияния газа, а именно для повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда, насосам большей производительности и КПД. Но в результате накопления и разгазирования жидкости в затрубном пространстве, в начальные периоды работы происходит откачка продукции с объемной долей свободного газа меньшей, чем при откачке в постоянном режиме при прочих равных условиях.

По данным эксплуатации фонда в периодическом режиме наблюдается снижение удельных затрат электроэнергии в 2 - 3 раза по сравнению с постоянным режимом работы. За счёт периодического режима работы возможно частично уходить от осложнений - механических примесей, газа, эмульсии.[1]

Технология периодической - кратковременной эксплуатации скважин активно применяется в крупнейших компаниях России, в таких как, ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть».

Способ кратковременной - периодической эксплуатации скважин, был создан на рубеже 20-го и 21-го веков в рамках решения основной проблемы

производителей погружных центробежных насосных установок с электрическим приводом (УЭЦН), которую ведущие компании всего мира пытались решить на протяжении 20 - 30 лет конца прошлого века. Проблема заключалась в сокращении объёма рынка УЭЦН вследствие ухудшения структуры запасов нефтяных месторождений и перехода высокодебитных скважин в разряд среднедебитных, а среднедебитных – в малодебитные.

Как известно, добыча нефти при непрерывной эксплуатации скважин с помощью УЭЦН экономически эффективна на высокодебитных скважинах. На среднедебитных скважинах эффективность использования УЭЦН резко снижается. На малодебитных скважинах УЭЦН ранее вообще не применялись. Кратковременный - периодический способ даёт возможность эксплуатировать средне- и малодебитные скважины с такой же и даже более высокой экономической эффективностью, чем при непрерывной эксплуатации УЭЦН высокодебитных скважин.[2]

1.2 Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин

Ухудшение структуры запасов нефти, регистрируемое в последнее десятилетие, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В результате, сокращается межремонтный период стандартного нефтескважинного оборудования, увеличиваются затраты на изготовление оборудования специального исполнения.

В осложнённых условиях рентабельная эксплуатация добывающих нефтяных скважин невозможна без реализации методов, позволяющих максимально снизить влияние наиболее негативных осложняющих факторов. В то же время, на сегодняшний день не существует универсального инструмента, позволяющего комплексно воздействовать на наиболее значимые из них. Все известные методы ориентированы на нейтрализацию негативного влияния лишь одного осложняющего фактора. Во многих

случаях, нейтрализация негативных последствий одного осложнения влечет за собой усиление влияния другого.

Способ кратковременной - периодической эксплуатации скважин (КПЭС) обладает стратегическим для нефтедобывающих стран достоинством. Оно заключается в возможности быстрого и значительного снижения объемов добычи нефти в кризисных ситуациях и последующем возврате к прежним объемам добычи без ущерба для разработки месторождений и без значительных затрат.[3]

С позиций экономики, при незначительном увеличении стоимости добывающего оборудования, КПЭС позволяет увеличить объемы добычи нефти на 10 - 15%, увеличить межремонтный период скважинного оборудования (МРП) в 1,5 - 2 раза, сократить энергопотребление в 2 - 3 раза.

В 2005 - 2010 годах проводились промысловые испытания способа. Они не только подтвердили заявленные ранее достоинства, но и раскрыли ряд новых возможностей. С 2010 года способ быстрыми темпами внедряется не только в России, но и за рубежом. В данный момент в России с его помощью эксплуатируется около 15 тысяч скважин, что составляет более 10% действующего фонда скважин. К примеру, по состоянию на август 2014 года в «Газпромнефть - Хантос» с помощью способа кратковременной - периодической эксплуатации скважин, эксплуатировалось больше 800 скважин, при общем количестве скважин около 2000, то есть более 40% общего фонда скважин. Экономический эффект за 2012-й и 2013-й годы составил около 1,2 миллиарда рублей. В ПАО «Роснефть» в январе 2014 года с помощью способа кратковременной - периодической эксплуатации скважин, эксплуатировалось 1722 скважины и 2361 – в августе. По окончании 2014 года их стало около 3700, то есть за год количество скважин, эксплуатировавшихся с его помощью, увеличилось более чем в 2 раза. Благодаря высокой экономической эффективности, способа кратковременной - периодической эксплуатации скважин быстро становится одним из основных способов добычи нефти.

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин длительность периода эксплуатации скважин исчисляется минутами-десятками минут. При этом динамический уровень жидкости изменяется на 10-30 метров. Депрессия же на пласт остается практически неизменной. Приток пластовой жидкости в скважину не прекращается, незначительно изменяется лишь его интенсивность.

Как говорилось ранее, при кратковременной - периодической эксплуатации скважин существенно увеличивается МРП, это происходит благодаря наличию возможности осуществлять «мягкий» безударный пуск при помощи преобразователей частоты (ПЧ), входящих в состав станций управления (СУ) УЭЦН [4].

Наличие ПЧ в составе СУ дает еще один, неожиданный на первый взгляд, результат: возможность оптимизации стоимости установок. Казалось бы, дорогостоящие СУ с ПЧ должны значительно повысить стоимость УЭЦН. Но применение ПЧ позволяет уменьшить габариты погружного электродвигателя (ПЭД) и ЭЦН, а, следовательно, их материалоемкость. В результате снижается их стоимость за счет увеличения, соответственно, частоты переменного тока и скорости вращения. Повышение стоимости наземного оборудования компенсируется уменьшением стоимости погружного оборудования. Использование указанного приема при непрерывной эксплуатации скважин малоэффективно ввиду проявления еще одного недостатка данного способа: значительного увеличения скорости износа ЭЦН при увеличении скорости вращения. Скорость износа насоса является степенной функцией от скорости его вращения, с показателем степени от 2,5 до 5 единиц [4]. Например: увеличение скорости вращения насоса на треть: с 3000 об./мин до 4000 об./мин, приведет к ускорению его износа в 2,1 - 4,2 раза. Двукратное увеличение скорости вращения насоса: до 6000 об./мин, приведет к ускорению его износа в 5,7 - 32 раза.

Существенно, что при уменьшении габаритов ПЭД и ЭЦН, уменьшается время и повышается качество монтажа УЭЦН на скважинах,

что дополнительно сокращает затраты. Установки малой длины накладывают менее жесткие требования к кривизне стволов скважин, а это особенно важно в условиях интенсификации добычи нефти.

В качестве примера, в таблице 1 сведены технические характеристики ЭЦН среднедебитного диапазона с напором около 1200 м. Из таблицы видно, что габариты и цена ЭЦН для скважин с дебитами от 18 м³/сут. до 125 м³/сут. в 5 - й габаритной группе остаются практически неизменными. Неизменной остается и стоимость другого оборудования: гидрозащит, газосепараторов, кабельных линий и т.д.

Таблица 1 - Технические характеристики электрического центробежного насоса среднедебитного диапазона

№ п/п	Тип ЭЦН	Длина (м)	Q _{опт} (м ³ /сут.)	H _{опт} (м)	η _{опт} (%)	N _{опт} (кВт)
1	ЭЦНА5-18-1350	44	26	1160	28,5	12,0
2	ЭЦНА5-30-1250	44	37	1060	36,5	12,2
3	ЭЦНА5-30-1400	45	37	1200	36,5	13,8
4	ЭЦНА5-45-1300	44	57	1120	40	18,1
5	ЭЦНА5-60-1200	34	64	1170	45	18,9
6	ЭЦНА5-60-1350	44	64	1340	45	21,7
7	ЭЦНА5-80-1200	34	94	1100	55,5	21,2
8	ЭЦНА5-80-1350	44	94	1270	55,5	24,4
9	ЭЦНА5-125-1300	45	130	1210	59	30,4

С точки зрения оптимизации затрат на приобретение оборудования, нет практически никакой разницы в эксплуатации скважин с дебитами 20 - 30 м³/сут. непрерывным способом установками производительностью 26 м³/сут. (УЭЦНА5 - 18 - 1350) или кратковременным - периодическим способом установками производительностью 130 м³/сут. (УЭЦНА5- 125 - 1300), т.к. цены этих комплектов погружного оборудования отличаются менее чем на 10 %, хотя их производительность отличается в 5 раз. Незначительно изменяются лишь цены ПЭД.

Существует при кратковременном - периодическом способе и другое достоинство: сокращение расхода электроэнергии. Экономия электроэнергии достигается за счет того, что ЭЦН производительностью более 100 м³/сут.,

используемые для данного способа, имеют более высокий КПД, чем ЭЦН для среднедебитных скважин. Например: ЭЦНА5-18 имеет максимальный КПД 28,5 %, а ЭЦНА5 - 125 – 59 %, т.е. в 2 раза больший (таблица 1). Также наличие возможности регулирования ЭЦН при помощи ПЧ позволяет избежать потерь электроэнергии, неизбежных при регулировании подачи погружных центробежных насосов дросселированием.

Сокращение потребления электроэнергии при переходе с непрерывной эксплуатации среднедебитных скважин УЭЦН на кратковременную - периодическую эксплуатацию позволяет ежегодно экономить по 100-150 тыс. рублей на каждой скважине. Широкомасштабное внедрение кратковременной - периодической эксплуатации в крупных нефтяных компаниях позволит получить экономию от сокращения потребления электроэнергии в миллионы, и даже десятки миллионов долларов в год.

Гораздо больший экономический эффект можно получить за счет увеличения объемов добычи нефти. Добиться увеличения объемов добычи в среднем на 10-15 % путем согласования параметров системы «нефтяной пласт - скважина - насосная установка» позволяет применение при кратковременной - периодической эксплуатации, так же как и при непрерывной эксплуатации скважин, регулируемого привода на основе ПЧ [4]. Но в отличие от непрерывной эксплуатации при кратковременной - периодической эксплуатации удастся оптимизировать всю систему и работу ее отдельных элементов полностью в широком диапазоне изменения условий эксплуатации скважин.

Оптимизировать при кратковременной - периодической эксплуатации скважин удастся не только энергетические параметры всех видов оборудования, но и режимы работы [5]. Причем, не только непосредственно при эксплуатации, но и при освоении скважин. В результате этого при кратковременной - периодической эксплуатации достигаются лучшие для всех способов механизированной добычи нефти энергетические параметры и показатели надежности.

1.3 Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин

Как уже говорилось ранее, способ КПЭС получил широкое распространение в нашей стране, так начиная с августа 2011г, режим кратковременной - периодической эксплуатации внедрялся на 17 скважинах НГДУ «Нурлатнефть».

В 2011 г. режим КПЭС внедрен на 3 скважинах: № 276 Осташковичского, № 142 Южно - Сосновского и № 70 Южно - Тишковского месторождений.

В 2012г на технологию КПЭС переведены 14 скважин: № 76, 237 Осташковичского, № 133s3 Южно - Осташковичского, № 56, 136, 9089s2 Мармовичского, № 68к1, 69, 84 Давыдовского, № 20, 45 Судовицкого, № 151 Южно - Сосновского, № 94, 96п Славянского месторождений.

По состоянию на 1 января 2013г в НГДУ «Нурлатнефть» в режиме кратковременной периодической эксплуатации эксплуатируются 13 скважин, выбыли 4 скважины: № 142 Южно - Сосновского месторождения – рост обводненности, снижение месячной добычи нефти; № 68к1 Давыдовского месторождения – перевод в постоянный режим эксплуатации; скважина № 45 Судовицкого месторождения, № 70 Южно - Тишковского месторождения – перевод в ППД.

В 2013 из режима кратковременной периодической эксплуатации выбыла скважина № 133 Южно - Осташковичского месторождения – КРС (интенсификация).

Скважина № 136 Мармовичского месторождения, скважина горизонтальная ($P_{\text{нас}}=7.74$ МПа, ГФ-67.3м³/м³), оборудована насосом ЭЦН-40-2250, двигатель – ПВЭДН 63-81, глубина спуска 2596м (20.02.2012г). Переведена на технологию КПЭС 01.06.2012г. Частота тока 110Гц, запуск и остановка скважины производится по давлению на приеме равному 35-42 атмосфер (рисунок 1), динамический уровень 2150 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 9,1 м³/сут, по нефти – 7,77 т/сут,

обводненность 10%, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы - 232 т.



Рисунок 1 - Давление па приеме скважины №136 Мармовичского месторождения

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-32 спущенным на глубину 2302 м в постоянном режиме с дебитом по жидкости 3.6 м³/сут, по нефти – 3.1 т/сут, обводненность – 1-10%, динамический уровень 1600-1730 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы - 111 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча в 2012г составила 950 тонн. После запуска обводненность снижалась, а с августа 2012г продукция стала безводной (Таблица 2).[6]

Таблица 2 - Показатели добычи нефти по скважине №136 Мармовичского месторождения по технологии кратковременной - периодической эксплуатации

Год	Месяц	Ср.сут. деб.нефти, т/сут	Ср.сут. деб.жидк., т/сут	Обводн., %	Добыча нефти, т	Доп. добыча, т	Дни экспл.
2012	1	7.27	9.58	19.42	224		30.8
	2	8.36	9.80	11.78	122		14.6
Средне	1	7.81	9.69	15.60	237		
	2	18.72	20.75	7.64	176	-61	24.0
	3	13.75	15.66	9.49	425	188	30.9

2012	4	14.27	15.12	4.2	371	134	26.0
	5	12.29	13.58	7.3	381	144	23.7
	6	11.20	12.93	10.3	336	99	10.8
	7	9.61	10.29	5.18	298	61	9.3
	8	6.74	6.74	0	209	-28	7.1
	9	6.80	6.80	0	204	-33	6.7
	10	7.29	7.29	0	226	-11	7.2
	11	7.63	7.63	0	229	-8	6.2
	12	7.77	7.77	0	241	4	7.0
Всего						489	

Проведённые ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» опытно - промысловые работы (ОПР) позволили сделать вывод, что технология КПЭС, заслуживает серьезного внимания на месторождениях севера Самарской области. Проведенный анализ по укрупненным показателям разработки месторождений показал, что применение КПЭС дает большой технологический эффект, обвального обводнения добываемой нефти не произошло, осложнений в системе сбора и транспорта нефти не отмечено (таблица 3) [7].

Таблица 3 - Сравнение основных технологических показателей разработки северных месторождений Самарской области

Периоды, годы	1998-2000	2002-2004	Кратность увеличения
Фонд добывающих скважин	169 - 198	189 - 202	
Дебиты скважин, т/сут.			
По нефти	7	24,7	3,52
По жидкости	8,7	55,1	6,32
Добыто за период, тысяч тонн			
Нефть	1355,9	5344,5	3,94
Вода	324,5	6459,3	19,90
Жидкость	1680,4	11803,8	7,02
Обводненность, %	19,3	54,7	2,83
Средний темп выработки извлекаемых запасов нефти, % в год	3,6	14,2	3,95

Приведённые показатели разработки демонстрируют технологическую успешность проведённых работ.

Средние значения КВЧ, наблюдавшиеся при опытно - промысловых работах в Самарской области, составляли 100 – 300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м³/сут., что соответствует выносу песка от 1 до 3 м³/год на скважину.

При таких величинах КВЧ, КПЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП. На скважине № 296, Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», КВЧ имел значения 400 – 600 мг/л. Скважина имела средний МРП 45 суток. После внедрения КПЭС скважина отработала 832 суток, т.е. МРП был увеличен в 18,5 раз. Кроме того, был увеличен дебит скважины и сокращен удельный расход электроэнергии. На примере данной скважины было продемонстрировано еще одно уникальное достоинство КПЭС: возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами, в т.ч. с несколькими одновременно. Причём без дополнительных затрат, т.е. увеличения себестоимости добычи нефти, что на скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами наблюдается повсеместно [8].

В Самарской области при проведении ОПР средний дебит скважин имел значение около 50 м³/сут. [4], что соответствует диапазону дебитов для КПЭС. При ОПР на скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть» были получены очень хорошие результаты (таблица 4) [2].

Таблица - 4. Результаты оптимизации состава оборудования и режима эксплуатации скважины № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть»

Параметр	Единица измерения	До введения КПЭС	После введения КПЭС
Дебит по жидкости	м ³ /сут	24,8	270
Обводненность продукции	%	78	73
Дебит по нефти	т/сут	4,8	64,3
Объем добычи нефти за месяц	т/мес	140	1871
Объем добычи нефти за год	т/год	1700	22765

Дебит скважины по жидкости был увеличен до 270 м³/сут., т.е. был реализован потенциал скважины. Обводнённость продукции за счёт использования отсекаателя забоя была снижена на 5 %. Дебит скважины по нефти был увеличен в 13,4 раза. Сейчас за месяц из скважины добывается больше нефти, чем ранее добывалось за год. Полученные результаты явились следствием применения методики подбора оборудования и выбора режима КПЭС.

Приведённая выше информация позволяет сделать вывод, что результаты, полученных ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях вязкой нефти Самарской области, при использовании кратковременной - периодической эксплуатации скважин позволяет снизить себестоимость добычи вязкой нефти и сделать её экономически целесообразной. Данный вывод справедлив не только для ОАО «Самаранефтегаз», но и для ОАО «Ульяновскнефть», ОАО «Оренбургнефть», а также для ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний (МНК) Татарстана, разрабатывающих месторождения со сходными горно - геологическими условиями.

Опыт применения периодической эксплуатации в Сибири

Южно-Приобское месторождение нефти и газа характеризуется большим количеством осложнений, среди которых выделяются: большая глубина залегания продуктивного пласта, многопластовое строение залежи со сложным геологическим профилем, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, слабое влияние системы ППД, вынос механических примесей с высокой твердостью частиц и слабый приток жидкости. Добыча в подобных условиях существенно снижает эксплуатационную надежность и экономическую эффективность работы стандартного ГНО и вызывает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти. Компания «Борец» вошла в проект по разработке Южно - Приобского месторождения в числе последних, и ей достался самый сложный в эксплуатации фонд – скважины, где осложнения сильно затрудняют работу ЭЦН. Для испытания на скважинах «Газпромнефть - Хантоса», оборудованных УЭЦН, был выбран

метод КПЭС. Данный метод был опробован на скважинах с малым МРП, скважинах часто ремонтируемого и бездействующего фонда. Внедрение начато в июле 2010 года.[9]

Факторы, осложняющие механическую добычу, хорошо известны: повышенная обводненность, высокий газовый фактор, вынос механических примесей, АСПО, слабый приток и т.д. Все они препятствуют стабильной и эффективной работе ЭЦН, приводя к снижению МРП и дебита скважин и повышению эксплуатационных расходов, в частности затрат на ремонтные работы. С помощью внедрения метода КПЭС можно добиться роста МРП и дебита, снижения эксплуатационных расходов, вовлечь в эксплуатацию ЧРФ и бездействующий фонд. Коэффициент эксплуатации фонда при использовании метода КПЭС увеличивается, а издержки на добычу 1 м³ нефти снижаются.

Скважина №19468/82 Южно - Приобского месторождения эксплуатировалась в АПВ - режиме, затем была переведена на режим КПЭС с применением насоса большей производительности. При этом удалось добиться впечатляющих результатов. Если суммарный суточный дебит жидкости до внедрения режима КПЭС составлял 1,8 м³/сут, после внедрения мы получили порядка 8,0 м³/сут. Удельное потребление энергии снизилось в два раза – с 43 до 21 кВт·ч/м³. При этом неэффективное и эффективное время работы установки распределилось в соотношении 32 и 68% (рисунки 2 - 3).

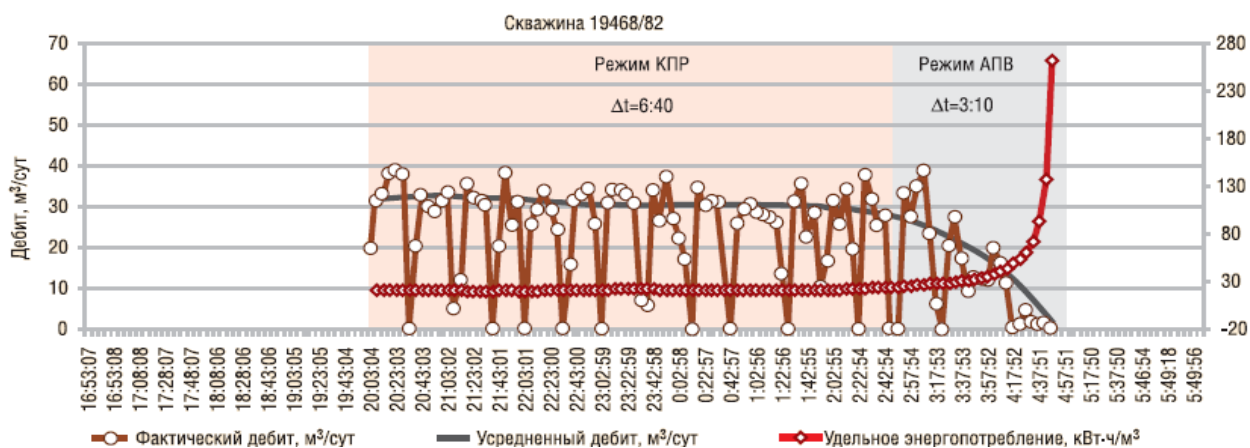


Рисунок 2 - Алгоритм работы установки электрического центробежного насоса в режиме кратковременной - периодической эксплуатации

После запуска установки в режиме КПЭС она откачивает жидкость практически до приема насоса, затем происходит отключение установки по данным ТМС о давлении и температуре. Далее идет процесс накопления и восстановления забойного давления, после этого – снова включение и цикл повторяется. Установка работает 20 мин, примерно 40 мин происходит накопление скважины, то есть один цикл длится около часа, следовательно, работа насоса состоит из 24 циклов в сутки.



Рисунок 3 – Эффективное и неэффективное время работы установки электрического центробежного насоса

По состоянию на начало 2011 года в «Газпромнефть - Хантос» в фонд КПЭС переведено 47 скважин. Средний прирост нефти составил 2,7 т на скважину, экономия электроэнергии – порядка 58%. Также существенно вырос коэффициент эксплуатации скважин. Экономическая эффективность внедрения кратковременной – периодической эксплуатации более подробно описана в пункте 4.

Шингинское месторождение

В период 2010 - 2012 годов, наряду с интенсивным ростом действующего фонда Шингинского месторождения, наблюдается массовый рост малodeбитного фонда. В этот период для подъема жидкости в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 35 м³.

Причина роста малodeбитного фонда – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В данный период наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малodeбитных скважин уже на стадии освоения. В 2011 году доля типоразмера ЭЦН-35-2000 достигла уже четверти фонда скважин.

Этому способствовало усиление темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после ГРП.

Спуск УЭЦН-35-2000 на новые скважины после ГРП в соответствии с ожидаемыми параметрами дебита 30-40 м³/сут имел свои негативные последствия, это рост отказов погружного оборудования по причине солей, засорения механическими примесями и как следствие снижение МРП скважин месторождения. Применение методики вывода на режим с пониженной частотой, установка шламоуловителя, организация защиты погружного оборудования установками дозирующими ингибитор, периодические промывки и кислотные обработки особо ситуацию не исправляли.

Для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты:

1. Применение УШГН очень ограничено по глубине спуска насоса. Необходимость создания глубоких депрессий, вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, что делало невозможным применение отечественных установок УШГН

2. Применение винтовых насосов так же как и УШГН очень ограничено. Как по глубине спуска, так и за отсутствие надежных отечественных эластомеров.

3. Закупка и переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей не дала бы желаемого результат из-за схожести конструкций УЭЦН подобного вида всех производителей, а значит и схожести проблем при эксплуатации малodeбитного фонда.

Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее 25 м³ /сут. с глубины более 2500 м.

К концу 2011 года на месторождении уже практиковалась методика кратковременной - периодической эксплуатации скважин. Она применялась

на тех скважинах, где приточные характеристики не обеспечивали надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне).

Данный режим позволял производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования. При этом последующие продолжительные периоды накопления вызывали дополнительное снижение продуктивности. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а так же для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины стали переводить в режим с периодом накопления, близким периоду работы.

Начиная с февраля 2011 года на Шингинском месторождении, началась фаза активного внедрения методики кратковременной - периодической эксплуатации скважин в соответствии с утвержденной методикой. Проведенные мероприятия в первом квартале 2011 года, показали работоспособность метода и, в последующем сформировалось три направления по применению методики КПЭС.

1. Перевод без остановки скважины в ремонт на существующем оборудовании. Производится без остановки по фонду с предварительным КВУ для уточнения притока скважины. Основная задача – сохранение объема добычи на уровне до перевода.

2. Перевод в КПЭС при проведении КРС. По факту отказа погружного оборудования подбирается оптимальное погружное оборудование, обеспечивающее добычу заявленного суточного объема.

3. Ввод новых скважин с потенциалом менее 30 м³/сут изначально в режиме КПЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 – 120 м³/сут позволяет на начальном этапе вывода на режим производить плавный отбор жидкости на низкой частоте с постепенным выходом на базовую.

Шингинское месторождение на данный момент является передовым в плане применения методики КПЭС в ООО «Газпромнефть - Восток». Наличие специфических условий инфраструктуры, свойства добываемого

флюида, применяемое оборудование создали условия для последующих исследований режима кратковременной - периодической эксплуатации скважин и совершенствовании методики.

На рисунке 4 представлена динамика фонда скважин, на котором видно, что темп роста доли фонда КПЭС более сильней, чем прирост скважин из бурения. В результате развития данной концепции, доля фонда скважин, эксплуатируемых в режиме КПЭС Шингинского месторождения постепенно, достигла половины всего механизированного фонда.

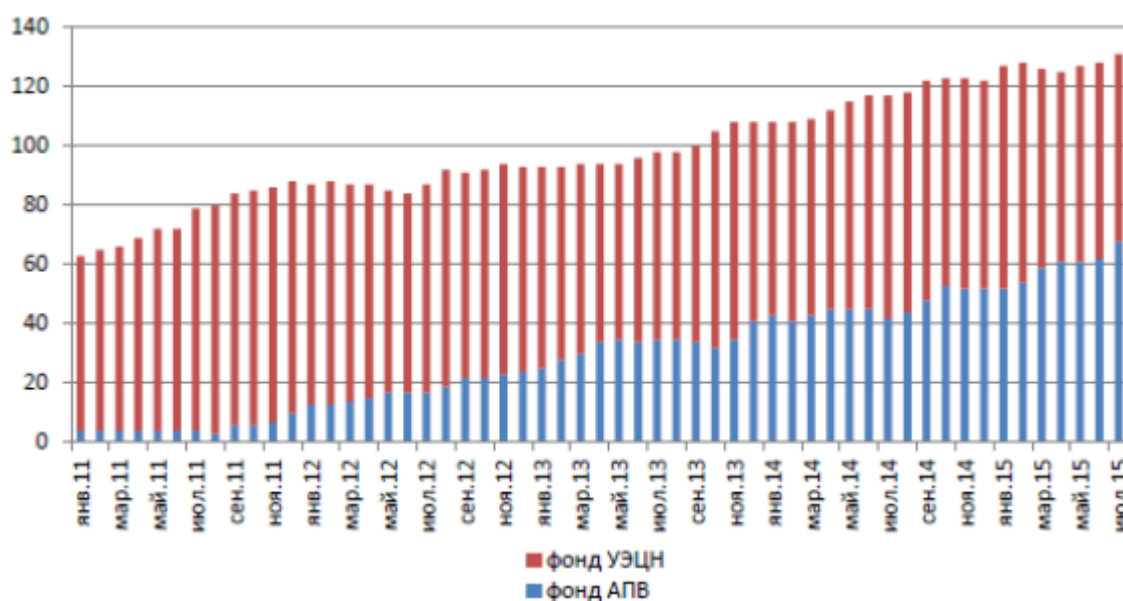


Рисунок 4 - Динамика фонда скважин Шингинского месторождения
2011 - 2015 годов

Экономическую эффективность метода кратковременной - периодической эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление подробно рассмотрена в пункте 4.

На сегодняшний день часть механизированного фонда скважин Шингинского месторождения эксплуатируется в режиме КПЭС. Подтверждение эффективности применения метода позволило распространить методику на другие месторождения «Газпромнефть - Восток». [10]

1.4 Осложнения при периодической эксплуатации скважин

Все большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабых породах, подверженных разрушению при разработке, проявляющемуся в выносе песка из скважин. Добыча из многих скважин, вскрывших такие запасы, осуществляется уже намного дольше, чем ожидалось, и дальнейшая их эксплуатация может привести к разупрочнению пластов. По этой причине добывающие компании проявляют растущий интерес к экономически эффективным методам устранения выноса механических примесей из скважин путем ремонта или установки новых систем предотвращения выноса песка там, где они отсутствовали.

В последние десятилетия с распространением практики интенсификации добычи нефти, в том числе с использованием повышенной депрессии на пласты, увеличилась интенсивность воздействия на ПЗП. Зачастую это приводит к повышенному выносу незакрепленного проппанта и песка в процессе разрушения скелета пластов. [11, 12]

На рисунке 5 показана структура причин отказов и динамика преждевременных отказов УЭЦН по ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» за 2010 г.

Практически 63 % отказов оборудования сегодня происходят по причине засорения механическими примесями (рисунок 6). В отдельных же случаях доля таких отказов может достигать до 80 %. Поэтому задача борьбы с механическими примесями достаточно актуальна. Выявлено, что механические примеси являются причиной отказов насосов, так как:

- сравнительно крупные механические примеси, которые, скапливаясь значительно быстро внутри насоса, вызывают его заклинивание;
- рассеянные мелкие механических примеси, проходя через ЭЦН, вызывают чрезмерную вибрацию и повышенный износ элементов конструкции насоса.

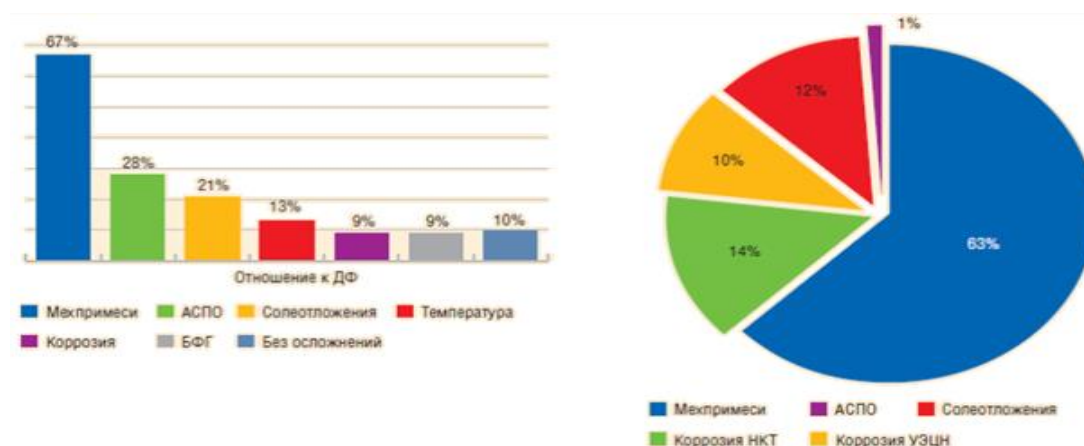


Рисунок 5 - Структура осложнённого фонда и причины отказов установок электрического центробежного насоса большинства добывающих скважин ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» за 2010г.



Рисунок 6 - Источники механических примесей, попадающих в насосную установку

Способ кратковременной - периодической эксплуатации скважин является мощным инструментом в борьбе практически со всеми основными осложнениями эксплуатации скважин: повышенным выносом механических примесей, высокой обводненностью продукции, асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) и солеотложениями, высоким газовым фактором, интенсивной коррозией, высокой температурой. Некоторые из возможностей, уникальны. Например: возможно использование ПЭД обычного (нетермостойкого) исполнения, рассчитанных на эксплуатацию

при температуре окружающей среды до 90°C, в скважинах с температурой в зоне подвески погружного оборудования 100°C и более без снижения МРП.

Меньшее значение температур, до которых нагревается погружное добывающее оборудование при кратковременной - периодической эксплуатации скважин, обуславливает снижение интенсивности его коррозии. Принято считать, что при работе УЭЦН больше греется ПЭД. Однако ЭЦН ввиду низкого КПД (30-60%) выделяет тепла значительно больше, чем ПЭД, КПД которого выше (80-85%). С учетом того, что мощность, потребляемая УЭЦН при работе даже в среднедебитных скважинах, составляет десятки киловатт, можно утверждать, что количество выделяемого при этом тепла довольно значительно. Вопреки распространенному мнению, температура рабочих колес ЭЦН превышает температуру омывающей их пластовой жидкости не на единицы градусов, а на десятки. При кратковременной эксплуатации скважин в кратковременном режиме работают не только ПЭД, но и ЭЦН. За короткое время откачки жидкости из скважины насос не успевает нагреться до максимальной температуры. Поэтому по сравнению с непрерывной эксплуатацией все элементы УЭЦН имеют меньшую температуру, а, следовательно, меньше корродируют. Вследствие увеличения производительности УЭЦН и скорости вращения насоса, при кратковременной эксплуатации скважин возрастает скорость потока жидкости внутри ЭЦН и НКТ во время ее откачки из скважины. За счет этого усиливается срыв отложений с внутренних поверхностей ЭЦН и НКТ, уменьшается интенсивность отложения солей и АСПО. Положительную роль в данном случае играют механические примеси, присутствующие в откачиваемой из скважин пластовой жидкости практически всегда. При высокой скорости потока жидкости они «полируют» внутренние поверхности ЭЦН и НКТ, препятствуя отложению солей, парафинов и асфальтенов.[6]

2 КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПРОФИЛАКТИКА ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Результаты анализа отказов УЭЦН на нефтедобывающих объектах показали, что основным определяющим элементом системы УЭЦН в большинстве компаний является насос, независимо от достигнутой СНО. Таким образом, потенциал для дальнейшего повышения эффективности механизированной добычи по-прежнему заключается в сокращении отказов по причине засорения насосов и повышения износостойкости его компонентов.

2.1 Характер механических примесей в регионах с карбонатными коллекторами

Засорения механическими примесями в регионе характеризуются химической природой возникновения и в значительном числе случаев состоят в основном из слаборастворимых солей, агрегатированных с АСПО.

К наиболее известным методикам прогнозирования отложения солей относятся методики прогнозирования отложения сульфатов: Э. Е. Лондона (1964 г.), А. Дж. Остроффа (1965 г.), на основе теории Дебая и Гюккеля, Х. А. Стиффа и Л. Е. Дэвиса, В. П. Зверева (1967 г.), Х. Л. Скилмэна, Дж. П. Мак-Дональда, Х. А. Стиффа (1969 г.), А. И. Чистовского (1976 г.), Ю. П. Гаттенберга, В. П. Дьяконова (1979 г.), В. А. Панова, А. А. Емкова, Г. Н. Позднышева (1980 г.), Р. Б. Узбекова, Р. Я. Кучумова, Р. Ф. Хайруллина (1982 г.), Ю. В. Антипина, М. Д. Валеева (1984 г.), Южно-Уральского отделения ВНИГНИ, Дж. Одда и М. Б. Томсона (1998 г.), В. Е. Кашавцева.

Для прогнозирования карбонатных солей наиболее часто используются методики Х. А. Стиффа и Л. Е. Дэвиса (1952 г.), на основе теории Дебая и Гюккеля, С. С. Задорнова (1965 г.), Г. П. Волобуева и Л. Е. Сокирко (1974 г.), А. Ю. Намиота (1978 г.), Дж. Е. Оддо и М. В. Томсона (1998 г.).

Наиболее интересными с точки зрения использования в Западной Сибири, и, в первую очередь, на Самотлорском месторождении, являются: методики Намиота, методика Дебая и Гюккеля, а также две методики, которые созданы в сотрудничестве Оддо и Томсоном, как с известным, так и с неизвестным показателем кислотности той пластовой жидкости, которая несет соль. [20]

Борьба с этим фактором сводится, как правило, к проведению технологических операций на скважинах (промывка скважины подтоварной водой, обработка соляной кислотой), к чистке емкостей набора попутно добываемой воды и к установке фильтров на агрегатах ЦА-320, используемых при глушении и промывке скважин. Динамика отказов УЭЦН по причине влияния механических примесей в период 2007 – 2009 гг. также положительная и составляет 17 % от общего числа отказов с наработкой до 365 сут.

В случае разработки месторождений из карбонатных коллекторов вынос механических примесей из горных пород оказывает меньшее влияние на процессы добычи и подготовки нефти, чем в случае разработки терригенных коллекторов [11]. Горная порода улавливается фильтрами или выносится в небольших количествах с жидкостью. Внешним источником механических примесей становится в основном проведение ГРП с закреплением полученных трещин проппантом, а также бурение новых скважин и боковых горизонтальных стволов с последующим проведением прострелочно - взрывных работ. Вынос проппанта, цемента и других механических примесей носит временной характер, и интенсивность уменьшается с течением времени.

Также механические примеси, а именно слаборастворимые соли, содержащиеся в пластовой воде, могут быть занесены на прием насосов при проведении таких технологических операций, как глушение и промывка скважин. Образующиеся таким образом механические примеси оказывают

незначительное влияние на процессы добычи и подготовки нефти и подтоварной воды.

Основную же проблему для компаний составляют механические примеси, возникающие в результате химических реакций, проходящих в пластах после начала разработки. Именно механические примеси этого типа (слаборастворимые соли и оксиды) негативно влияют на процессы добычи, транспортировки, подготовки нефти и попутно добываемой воды [12].

2.1.1 Анализ отложений в узлах глубинно - насосного оборудования

Основную долю механических примесей составляют сульфид железа, гипсы и кальциты, а затем уже следуют хлориды различных металлов (таблица 7).

Таблица 7 - Компонентный состав отложений в насосно - компрессорных трубах, в % для ОАО «Удмуртнефть»

Скважина	Нефтепродукты	H ₂ O	FeS+Fe ₂ O ₃	CaSO ₄	NaCl	CaCO ₃
№2295 Верх подвески	8,5	26,8	33,7	1,7	2,1	14,2
№2295 Низ подвески	34,9	15,7	33,8	7,9	2,0	5,7
№2292	4,7	22,9	52,6	13,7	-	6,1

В среднем уровень КВЧ в добываемой продукции колеблется от 100 до 2500 мг/л.

Несмотря на рыхлость массы, сульфид железа играет отрицательную роль в работе оборудования, засоряя рабочие органы ЭЦН, клапанные клетки ШГН и фильтры насосов. В выкидных линиях и распределительных водоводах системы нагнетания сточной воды образуются осадки, под которыми размножаются сульфато - восстанавливающие и теоновые бактерии, корродирующие металл (рисунок 7).

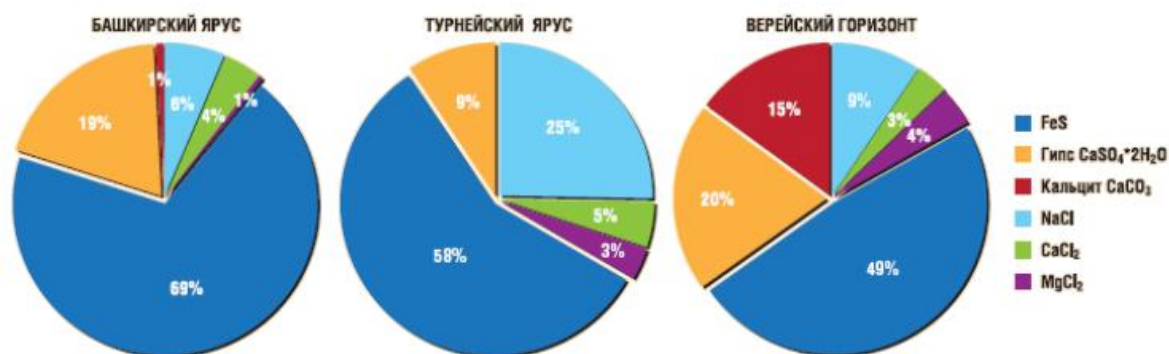


Рисунок 7 - Анализ механических примесей в узлах глубинно - насосного оборудования ООО «Удмуртнефть»

2.1.2 Методы борьбы с негативным влиянием механических примесей

В настоящий момент вследствие старения фонда скважин и роста обводненности практически во всех компаниях Западной Сибири и Урало - Поволжья в значительной степени увеличивается осложняющий фактор солеотложения. [13]

Основным методом борьбы с солеотложениями на сегодняшний день для нефтяных компаний является применение ингибиторов солеотложения. Ингибирование производится следующими способами: задавкой ингибитора в пласт, подачей ингибитора в затрубное пространство через устьевые дозаторы, подачей ингибитора через специальные трубки на прием насоса и путем подвешивания под ПЭД контейнера с твердым ингибитором.

Имеется и ряд существенных недостатков, которые не дают широко развиваться данному методу, главный из которых состоит в том, что ингибиторы солеотложения представляют кислотные растворы и тем самым способствуют развитию коррозионных процессов.

Также для уменьшения влияния фактора солеотложения находят применение ЭЦН с отличными конструктивными особенностями и применяемыми материалами, нежели выпускаемые в настоящий момент ведущими заводами-изготовителями [14, 33].

Например, опыт поставок предприятиям полимерных рабочих органов (рабочих колёс (РК), направляющих аппаратов (НА), втулок, шайб) почти во все нефтяные компании России, для ремонтных фондов ЭЦН показал, что применение полимерных рабочих колёс дает ощутимое увеличение наработки на отказ при их использовании в обводненно - солевых фондах по сравнению с металлическими аналогами.

Результаты эксплуатации ЭЦН с полимерными рабочими органами в ОАО «Сургутнефтегаз» показали, что сравнение по наработкам на отказ ремонтного фонда ЭЦН коррозионно - износостойкого исполнения из нирезиста с ЭЦН со ступенями двухопорной конструкции с РК из жидкокристаллического полимера (ЖКП) и НА из высокопрочного чугуна производства «Ижнефтепласт» при работе в большей степени в обводненно-солевом фонде скважин составило 100 сут.

По фонду ОАО «Самаранефтегаз» осложнено механическими примесями 225 скважин (при этом неабразивными механическими примесями осложнено 60 % от указанного фонда). 358 скважин осложнено АСПО, 128 скважин - солеотложениями. На указанном фонде в период с 2010 по 2011 гг. было внедрено 156 УЭЦН с рабочими органами ЖКП.

По 75 скважинам, оборудованным УЭЦН рабочими органами с ЖКП, наблюдается увеличение наработки на отказ по сравнению с предыдущими установками на 11701 сут, т. е. наработка на одну скважину увеличилась на 156 сут. В 2008 г. по механическим примесям произошло 143 преждевременных отказа, в 2009 г. - 85, в 2010 г. - 64.

В настоящий момент ЭЦН данного исполнения поставляются на тендерной основе в ПАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «ЛУКОЙЛ-Коми», «ЛУКОЙЛ-Пермь», кроме того, с рабочими ступенями «Ижнефтепласт» ОАО «Алнас» производит тендерные поставки УЭЦН в ОАО «Самаранефтегаз».

Несмотря на достоинства ЭЦН с полимерными рабочими органами по показателю «наработка на отказ» в обводнённо - солевом фонде скважин по

сравнению с существующими металлическими аналогами, нефтяные компании применяют полимерные рабочие органы в основном только для ремонта ЭЦН.

Основная проблема в том, что в компаниях по существующим классификаторам оборудования отсутствует понятие осложняющий фактор «солеотложение», следовательно, и требования к конструктивному исполнению ЭЦН. Отсюда, отсутствует и ценовая группа для такого оборудования [15].

При закачке воды с большим содержанием свободного железа в пласт, где содержится сероводород H_2S , создаются благоприятные условия для образования сульфида железа.

С целью увеличения эффективности освоения скважин в ООО «Удмуртнефть» применяется метод локально - циклической депрессии, основанный на увеличении депрессии при свабировании за счет установки пакера над интервалом перфорации.

Существенное значение имеет качественный вывод УЭЦН на режим при помощи частотного преобразователя после проведения подобных ГТМ на скважинах.

В связи с образованием в используемой для технологических операций подтоварной воде сульфидов и оксидов железа проводится периодическая очистка емкостного парка пунктов набора подтоварной воды, что при среднем значении КВЧ в подтоварной воде 200 мг/л существенно снижает степень загрязнения ГНО механическими примесями из внешнего источника. Кроме того, спецтехника комплектуется фильтрами, также снижающими поступление механических примесей в скважину. Проводится также скребкование эксплуатационной колонны в зоне отложения солей и коррозионной зоне с последующим ингибированием.

Из числа технических решений в 2008 – 2009 гг. на восьми скважинах был успешно испытан входной фильтрующий модуль ФРП (фильтр

песочный пружинный) разработки и производства ООО «Русэлком» (рисунок 8).

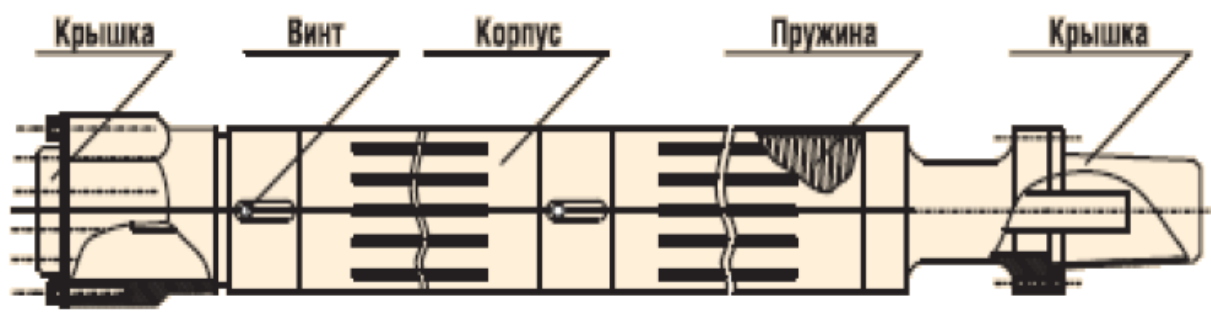


Рисунок 8 - Входной фильтрующий модуль

ФРП рекомендован к установке на скважинах, имеющих большой вынос механических примесей, а также на скважинах с проведенными ГРП.

Модуль ФРП состоит из секций, имеющих корпуса с продольными пазами, внутри которых размещается рабочая пружина, пропускающая пластовую жидкость через межвитковые зазоры. Для регулирования межвиткового зазора пружин на каждой секции используются винты. Пружина изготавливается с антикоррозионным покрытием, пары трения радиальных подшипников выполнены из твердого сплава, а остальные детали изготовлены из нержавеющей стали, латуни и стали с антикоррозионным покрытием.

Входной модуль ФРП устанавливается между гидрозащитой и газосепаратором. Присоединительные размеры соответствуют модулю входному МВ-5. При использовании модуля совместно с газосепаратором последний должен применяться без приемной сетки.

Задержание твердых частиц осуществляется при прохождении загрязненной пластовой жидкости через винтовые щели фильтрующего элемента, и тонкость фильтрации определяется размером окон.

Планируется дальнейшее внедрение модулей ФРП в 2014 г. После установки данного фильтрующего модуля рост СНО на данных скважинах составил в среднем до 150 суток.

Испытания газопесочного регулируемого устройства ГРУ-1, разработки ООО «Русэлком», успешно проведены на скважине 4322 Лиственского месторождения. Текущий результат - плюс 50 суток. Применяемые химические методы включают в себя обработку призабойной зоны пласта бактерицидом с целью нейтрализации сульфато - восстанавливающих бактерий, обработку закачиваемой пресной воды в целях ППД поглотителем кислорода и обработку закачиваемой подтоварной воды в пласт бактерицидом с целью нейтрализации сульфато - восстанавливающих бактерий [16].

2.2 Профилактика пескопроявлений в добывающих скважинах

Согласно принятой в ТПП «Лангепаснефтегаз» в целом вполне стандартной производственной классификации, присутствие механических примесей в скважинах обусловлено несколькими группами причин. Во-первых, это геологические причины: особенно легко выносятся частицы рыхлых неустойчивых пластов. Следующая группа причин - занесение механических примесей (песка) в ПЗП во время проведения КРС, бурения, ГРП и т. д.

И, наконец, еще один распространенный фактор - это закачка в скважину неподготовленных жидкостей глушения (грязные растворы).

Как это часто бывает, предотвращение проблемы выноса механических примесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями. То же самое можно сказать и о мерах организационного порядка в целом.

С этой точки зрения набор мероприятий, принятых в ТПП «Лангепаснефтегаз» для борьбы с рассматриваемым осложнением, вполне типичен. [34]

Первую группу составляют мероприятия, направленные на профилактику отказов по механическим примесям:

- подготовка жидкостей глушения (промывок) на солерастворных узлах, использование фильтров очистки жидкости, периодическая промывка автоцистерн, осуществляющих доставку жидкости, контроль за содержанием КВЧ подготавливаемой жидкости (наличие лабораторий);

- отбор проб на КВЧ при эксплуатации и контроль за их содержанием;

- использование во время КРС «обтираторов» при АСПО для предотвращения падения посторонних предметов в скважины;

- подготовка насосно - компрессорных труб в условиях трубной базы, проведение внутренней механической очистки, мойка труб и 100%-я комплектация резьбы защитными колпачками.

К организационным мерам второй группы (мероприятия, направленные на защиту ГНО от мехпримесей) можно отнести:

- а) отбраковку и смену НКТ при КРС с отложениями;

- б) использование:

- средств контроля за вибрацией, температурой (ТМС) УЭЦН, своевременные профилактические промывки ЭЦН;

- станций управления с частотными преобразователями на повышенной частоте для увеличения линейной скорости потока жидкости и объема перекачиваемой жидкости (промывка насоса собственной жидкостью);

- в) уменьшение:

- скорости движения жидкости по пласту в призабойной зоне скважины путем регулирования забойного давления;

- точки подвеса УЭЦН при подходящих гидродинамических характеристиках скважины, возможность оседания механических примесей до попадания на прием насоса;

- г) первичные разборы оборудования на устье скважин и принятие дальнейших решений;

- д) 100%-е обследование забоя скважин при первом отказе ГНО после ГРП, зарезки второго ствола, бурения и т. д.

2.3 Оценка эффективности действия центробежных сил при отделении твердых частиц

Разделение жидких суспензий осаждением механических примесей в центробежном поле проводят в тех случаях, когда разность плотностей твердой и жидкой фаз положительна ($\Delta\rho = \rho_t - \rho > 0$).

Центробежная сила создается при раскручивании жидкости, находящейся во вращающемся роторе (центрифуги).

На частицу твердой фазы, находящуюся в центробежном поле на текущем (выбранном) радиусе r , кроме гравитационной силы

$$F_g = m_t g \quad (1)$$

и центростремительной

$$F_a = m \omega^2 r = \frac{\pi d^3}{6} \rho \omega^2 r \quad (2)$$

действует центробежная сила

$$F_u = m_t \omega^2 r = \frac{\pi d^3}{6} \rho_t \omega^2 r \quad (3)$$

где $m_t = \frac{\pi d^3}{6} \rho_t$ - масса твердой частицы; m - масса жидкости; d - диаметр твердых частиц; ω - угловая скорость вращения частицы. Причем $\omega^2 r = a_r$ - радиальное ускорение в поле центробежных сил.

Гравитационная сила значительно меньше, чем центробежная, что видно из соотношения:

$$E_d = \frac{F_t}{F_g} = \frac{m V_t^2}{r} : m g = \frac{V_t^2}{g r} = \frac{4(\pi n)^2 r}{g} \quad (4)$$

где K_p - фактор разделения, характеризующий отношение центробежной силы к гравитационной; $V_t = 2\pi n r$ - тангенциальная скорость частицы на радиусе вращения r ; n — частота вращения (число оборотов) частицы за 1 с вокруг оси вращения.

При расчетах центробежной очистки систем гравитационной силой обычно пренебрегают. Если принять, что осаждающаяся частица вращается с той же угловой скоростью, что и жидкость, то кориолисовой (поворотной силой инерции) также можно пренебречь.

Сопротивление движению частицы оказывает сила сопротивления, величина которой определяется (как и при гравитационной очистке) по закону Стокса (при ламинарном осаждении, $Re \leq 1,6$; $Ar \leq 6 \cdot 10^4$)

$$F_m = 3\pi d\mu V_r \quad (5)$$

или по закону Ньютона – Реттингера (при турбулентном осаждении, $Re \geq 1,6$; $Ar \geq 6 \cdot 10^4$)

$$F_m = \lambda \frac{\pi d^2}{8} V_{r(oc)}^2 \rho_{oc} \quad (6)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости.

Скорость свободного осаждения частицы в жидкости находят из выражения

$$V_{r(oc)}^2 = \sqrt{\frac{\pi d g \Delta \rho}{6 \psi \rho}} \quad (7)$$

При ламинарном осаждении

$$V_{r(oc)} = \frac{d^2 \rho_m \omega^2}{18 \mu} \quad (8)$$

Для турбулентного режима

$$V_{r(oc)} = 1,75 \sqrt{\frac{d \Delta \rho}{\rho} g} \quad (9)$$

Максимально возможную скорость центробежного осаждения можно найти, приняв движущую силу, равной силе сопротивления ($F_u - F_a = F$), и заменив ускорение силы тяжести g центробежным ускорением a_r ;

$$V_{r(oc)ц} = \sqrt{\frac{\pi d \Delta \rho \omega^2 r}{6 \frac{\pi}{8} \lambda}} = \sqrt{\frac{\pi d \Delta \rho \omega^2 r}{6 \psi \rho}} \quad (10)$$

Где $\psi = \frac{\pi}{8} \lambda$ - фактор сопротивления движению частицы в жидкости; λ - коэффициент сопротивления.

В зависимости от режима движения жидкости в устройстве последнее выражение примет вид:

- для ламинарного режима

$$V_{r(oc)ц} = \frac{d^2 \Delta \rho}{18 \mu} \omega^2 r \quad (11)$$

- для турбулентного режима

$$V_{r(oc)ц} = \sqrt{\frac{d\Delta\rho\omega^2r}{\rho}} \quad (12)$$

При расчете элемента устройства, предназначенного для отделения твердых частиц, должна быть выполнена оценка эффективности действия центробежных сил.

Силы, действующие на частицу, находящуюся в потоке жидкости в шнековом устройстве: центробежная сила $F_{ц}$, которая отбрасывает частицу к периферии, и сила сопротивления среды, или сила внутреннего трения $F_{тр}$, от трения радиального потока жидкости.

Центробежная сила, выраженная через тангенциальную скорость V_t , запишется как

$$F_{ц} = m_t \frac{V_t^2}{r} \quad (13)$$

Сила внутреннего трения определяется по формуле Стокса в виде

$$F_t = 3\pi d\mu V_r \quad (14)$$

Направление движения частиц в устройстве определяется соотношением $F_{ц}$ и F_t .

Если центробежная сила будет больше силы сопротивления среды, то частицы в аппарате будут отбиваться в накопитель (контейнер). В случае равенства указанных сил частица будет продолжительное время циркулировать в устройстве.

Для оценки эффективности действия центробежных сил во вновь разработанном устройстве используем фактор разделения по силе тяжести.

Фактор разделения по центробежной силе - отношение центробежных сил на минимальном r_2 и максимальном $r_1 = r_{вх}$ радиусах вращения частиц потока:

$$K_{ц} = \frac{F_{ц2}}{F_{ц1}} = \frac{mV_{t2}^2 r_1}{mV_{t1}^2 r_2} = \frac{r_1 V_{t2}^2}{r_2 V_{t1}^2} \quad (15)$$

Рассмотрим пример. При входном давлении в сепаратор $P = 2\text{--}2,8$ кг/см², окружной скорости на входе в аппарат $V_1 = 10$ м/с, диаметре циклона $D = 2R = 100$ мм и диаметре шнека $d_c = 70$ мм (здесь достигается

максимальная тангенциальная скорость V_2 , и статическое давление (приближается к нулю) найдем скорость V_2 из соотношения

$$V_1 R = V_2 r_c \Rightarrow V_2 = V_1 R / r_c = 10 \cdot 50 / 355 = 14 \text{ м/с.}$$

Далее найдем фактор разделения $K_{\text{ц}}$ из соотношения

$$K = 50(50/35)^2/35 = 20 \text{ раз.}$$

Данное соотношение показывает эффективность центробежного разделения, при выбранных конструктивных параметрах, относительно гравитационного.

Тем не менее, простой расчёт показывает, что при КВЧ = 1 г/л и дебите скважины, равном 50 м³/сут, песка будет 50 кг/сут. За 100 сут - 5 т. Если даже КВЧ будет в 5 раз меньше (0,2 г/л), то для того чтобы отработать всего 100 сут, нужен контейнер на 1 т песка. Объем трубы НКТ-3 длиной 10 м составляет 32,3 л. Тогда количество труб - 33.

2.4 Химические методы борьбы с механическими примесями

Используемые технологические методы связаны с закреплением проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки *Fores RCP*. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами, склеивание которых происходит при увеличении температуры на 55 - 100 °С и давлении выше 70 атмосфер.

При атмосферном давлении сшивание *RCP* проходит при температуре выше 90 °С. При проведении ГРП пласт может остывать до 45 °С, что ухудшает склеивание *RCP* - проппанта.

Реакция идет с участием водорастворимых химических соединений. Реакция экзотермична (происходит с выделением тепла, разогрев до 140 °С). Остаточная глинокислота растворяет часть массы проппанта, что приводит к потере его прочности. После кислотных обработок (особенно глинокислотных) ОПЗ следует ожидать усиленного выноса песка .

Еще одна современная технология под названием «ЛИНК» (основной разработчик - ЗАО «Геотехно - КИН») предназначена для крепления ПЗП.

При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки ($6 - 8 \text{ м}^3$), закачка основного состава ($0,7 - 0,8 \text{ м}^3$ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т. п.) объемом в 1,5 - 2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Технология заключается в закачке отвердителя и газообразователя. В результате образуется пористая структура, которая задерживает (скрепляет) механические примеси в пласте (рисунок 9).

Особенности технологии:

- частичное заполнение межзернового пространства отверждаемой смолой за счет размазывания ее гидрофобной жидкостью;
- повышение адгезии пленки смолы к минеральным зернам за счет реакции введенных реагентов с выделением газа;
- при перепаде давления образуется пористая структура вследствие выделения газа.

На сегодняшний день проведена 21 скважино - операция, в том числе: 9 - на базовом фонде; 10 - после ПВЛГ; 2 - после скважино - операций по интенсификации добычи нефти.

В результате произошли следующие изменения:

- дебит жидкости возрос от 72 до 98 $\text{м}^3/\text{сут}$ (36 %);
- СНО возросла от 42 до 78 суток (87 %);
- КВЧ уменьшилось с 203 до 107 мг/л (47 %).

Увеличение СНО происходило следующим образом: на базовом фонде на 60 %; по скважинам с ранее проведенными ПВЛГ - на 79 %, при этом КВЧ снизилось в 2,3 раза. Количество извлеченного песка при нормализации забоя сократилось более чем в 2 раза. [17]

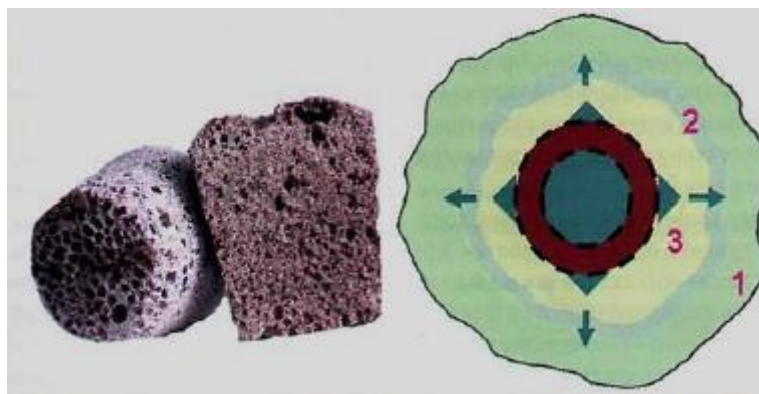


Рисунок 9 - Вид пористой структуры и схема задавки в призабойной зоне пласта смолы «Линк»

1 - закачивание буферной оторочки с отвердителем Линк-0; 2 - закачивание смолы Линк-С с газообразователем Линк-Г; 3 - продавка гидрофобной жидкостью

Интерес также представляют технологии компании *Halliburton* для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта *SandTrap*TM, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50 – 100 см. Другая технология этой группы - *PropStop*TM, *PropStop*TM WC - ориентирована на снижение объема выноса проппанта после ГРП (крепление проппанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП (рисунок 10).

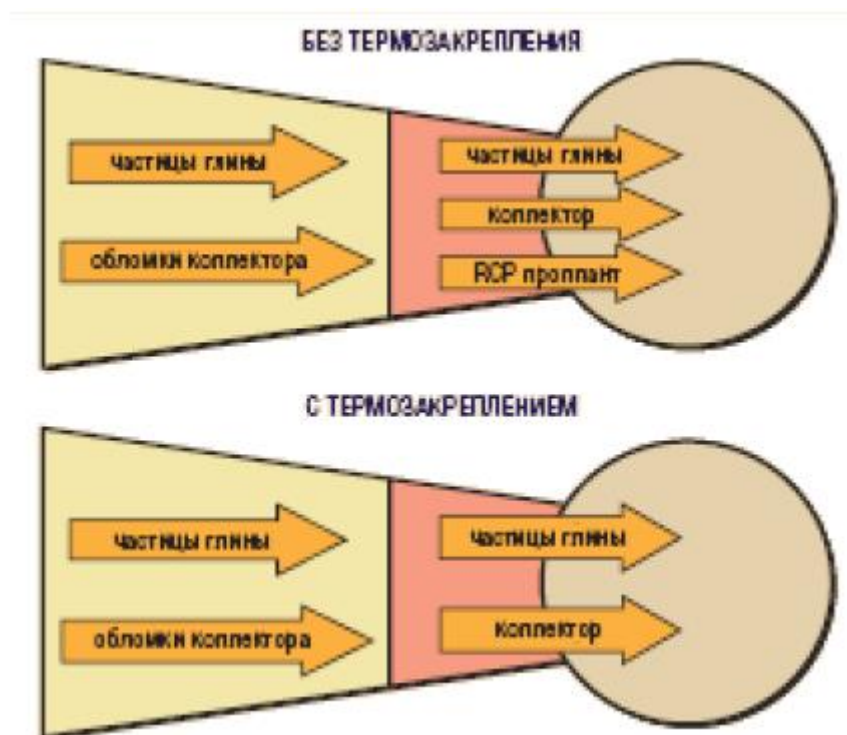


Рисунок 10 - Разогрев призабойной зоны пласта для крепления RCP

Находит применение технология *SandWedge*TM, *FineFix*TM — ослабление миграции микрочастиц, набивки трещин ГРП [18]. Считается, что внедрение в условиях месторождений Западной Сибири представленных технологических приёмов могло бы позволить:

- 1 Сократить вынос проппанта с продукцией вновь вводимых скважин;
- 2 Сократить риск отказов УЭЦН по причинам, связанным с выносом механических примесей;
- 3 Увеличить наработку на отказ погружного оборудования;
- 4 Сократить время и затраты на ремонты скважин.

2.5 Задержание песка в скважинах фильтрами, устанавливаемыми на приёме установки электрического центробежного насоса

Как уже было отмечено ранее, наиболее распространенным средством защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей являются фильтры.

Скважинные фильтры имеют неодинаковую протяженность (от одного до нескольких сотен метров) и конструкцию фильтрующих элементов.

Одним из самых распространенных и эффективных способов защиты ГНО от воздействия механических примесей служит установка на приеме насосных установок специальных фильтров [19 - 21].

К основным типам можно отнести такие конструкции фильтров, как сетчатые, проволочные, щелевые, гравийные.

Фильтры устанавливаются в скважину с целью очистки добываемой из пласта жидкости от песка, проппанта и других механических примесей. Они должны выполнять две основные функции:

- 1) Защиту от проникновения твердой фазы;
- 2) Создание минимального гидравлического сопротивления.

Расчет пропускной способности фильтра в зависимости от создаваемого на нем перепада давления в общем случае является сложной задачей, требующей знания геометрических характеристик фильтра, физико-химических свойств пластовой жидкости и гранулометрического состава твердой породы. Простейшая зависимость дебита от перепада давления основана на использовании формулы истечения из затопленного отверстия:

$$u = \mu\eta\sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}} \quad (17)$$

где u - скорость истечения из отверстия; μ - коэффициент расхода; η - скважность фильтра; ΔP - перепад давления в фильтре; ρ - плотность жидкости.

Как следует из формулы, скорость и, соответственно, дебит пропорциональны квадратному корню из ΔP с коэффициентом $\chi = \mu\eta$, который называется гидравлическим параметром фильтра.

Как показывают многочисленные эксперименты, гидравлический параметр χ изменяется в широких пределах от 0,2 до 0,9, что объясняется разнообразием условий работы фильтров в реальных условиях и сложностью их классификации и типизации. В ходе исследования проведены измерения

гидравлического параметра и скважности для фильтров различных конструкций при контакте с породой с разным гранулометрическим составом.

После производства ГРП на добывающих скважинах одним из наиболее значимых факторов, осложняющих процесс эксплуатации, является вынос из ПЗП незакрепленного проппанта, что приводит к стремительному износу и засорению рабочих аппаратов УЭЦН и к отказу погружного оборудования.[22]

2.6 Анализ достоинств и недостатков известных конструкций фильтров

В настоящее время разработано множество видов скважинных фильтров, но наибольшее распространение получили каркасно - стержневая, кольчатая и перфорационная конструкции (рисунок 11). Как уже отмечалось, основными параметрами фильтра являются: размер и форма фильтрационных отверстий; геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. По А. М. Пирвердян, лучшими являются сетчатые фильтры размером ячеек $0,25 \times 1,56$ мм.

Считается, что щелевой фильтр [19, 26] за счет своей универсальной конструкции может эксплуатироваться в составе установок любых производителей. Он имеет относительно низкую первоначальную стоимость, но обладает некоторыми недостатками при эксплуатации. По сравнению с проволочными фильтрами у щелевых фильтров сравнительно малая входная площадь и они могут подвергаться воздействию коррозии и эрозии.

В настоящее время широко применяются в отечественной и зарубежной практике гравийные фильтры, которые наиболее перспективны и характеризуются рядом преимуществ:

- 1 Значительная проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых зон;

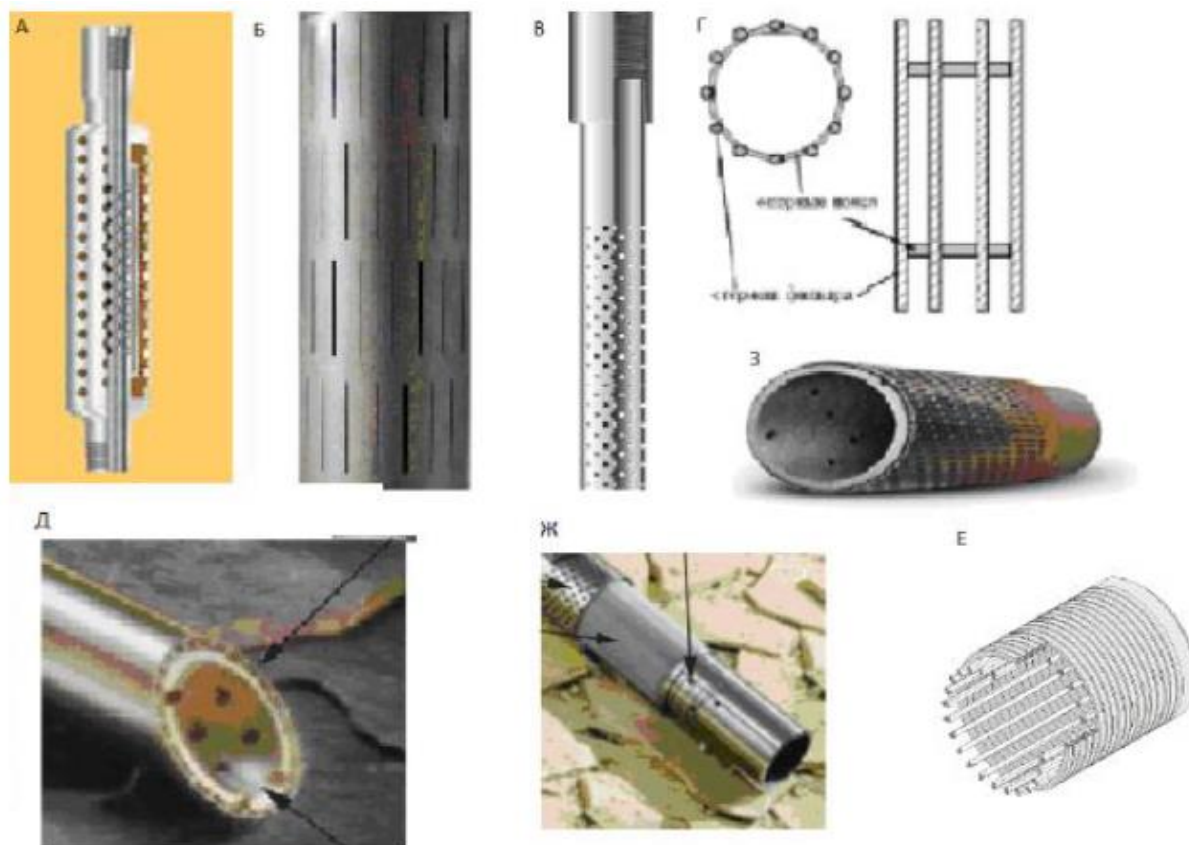


Рисунок 11 - Конструктивные схемы скважинных фильтров

А - гравийный фильтр; Б - щелевой фильтр; В - перфорированный фильтр; Г - схема каркасно-стержневого фильтра; Д - проволочный скважинный фильтр; Ж - сетчатый скважинный фильтр; З - щелевой фильтр; Е - фильтр с опорным элементом

2 Низкий градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и малая интенсивность колюматационных процессов;

3 Низкое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6 - 10 раз;

4 Простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине, равномерный приток по высоте фильтра.

Тем не менее, общий недостаток щелевых и подвесных гравийных фильтров - снижение продуктивности скважин (из-за образования непроницаемого массива между фильтром и стенкой скважины) и сложность извлечения фильтров на поверхность.[26]

Одним из методов предотвращения выноса песка является применение металлокерамических фильтров, которые получают методами порошковой металлургии и обладают способностью задерживать твердые частицы любого наперед заданного размера. Однако фильтры с пористой средой подвержены кольматации глинистыми частицами при спуске в скважину и во время эксплуатации выдерживают незначительные (0,8 - 2,0 МПа) перепады давления, отсутствует контакт между фильтром и породой пласта.

Сравнительный анализ проволочных фильтров с круглым трапецеидальным профилем фильтрующей обмотки показал, что гидродинамические параметры лучше у фильтров с круглым сечением проволоки, а пескоудерживающие характеристики, в том числе сводообразование, у фильтров с трапецеидальным профилем проволоки сетки Джонсона.

Противопесочные фильтры с титановыми фильтроэлементами показали хорошие результаты в условиях, имитирующих пласты с содержанием глинистых частиц не более 10 %.

Анализ работы противопесочных фильтров отечественных и зарубежных разработок показал, что они должны удовлетворять следующим требованиям [27]:

- 1 Обладать достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;
- 2 Обеспечивать надежную гидродинамическую связь с пластом и высокую устойчивость пород в зоне перфорации.
- 3 Позволять проводить механическую и химическую очистку фильтра без извлечения его из скважины.

Для профилактики и борьбы с отказами погружного оборудования по механическим примесям в добывающих компаниях осуществляется несколько следующих групп мероприятий:

- 1 Контроль вывода на режим и эксплуатации установок. Проводятся контрольные проверки качества вывода на режим и эксплуатации скважин с

выездом в цех добычи нефти и газа, и оформлением акта проверки. Все 100 % выводов скважин на режим после ГРП производятся с помощью частотных преобразователей;

2 Непосредственная борьба с механическими примесями и высокими уровнями КВЧ сопряжена с внедрением фильтров шламоуловителей ШУМ, входных фильтров - модулей ЖНШ, а также ЭЦН износостойкого исполнения;

3 Подготовка скважины при ремонте -это очистка призабойной зоны и ствола скважины, в том числе с помощью колтюбинговой установки (гибкими трубами).

Фильтры, наиболее широко используемые в нефтедобывающих компаниях Западной Сибири, представлены в таблице 8, а на рисунке 12 представлены схемы расположения применяемых фильтров для борьбы с механическими примесями в добывающих скважинах.

Таблица 8 - Сводная таблица фильтров различной конструкции

Группа	Наименование	Производитель	Краткое описание	Фильтрационный элемент	Тонкость фильтрации, мкм
Забойные	Фильтр скважинный ФС-73	ОАО «ТЯЖПРОЕКТ»	Щелевой фильтр, устанавливается в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера зПОМ-Ф и комплектов проводников (два переводника - нижний безопасный и верхний с левой резьбой)	Высоколегированная сталь	300
Под УЭЦН	Фильтр насадка ФНТ	ЗАО «ПОСТРОНГ»	Щелевой фильтр с пакером ПРС-146, устанавливается под УЭЦН. Крепится к корпусу ПЭД	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
В составе УЭЦН	ШУМ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль - секции, устанавливаемой между	Для взвешенных твердых	Все размеры

			входным модулем или газосепаратором и нижней секцией насоса	частиц	
	МВФ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль - секции, выполняет роль входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Многослойный	250
	ЖНШ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
	ЖНША	ОАО «Алнас»			

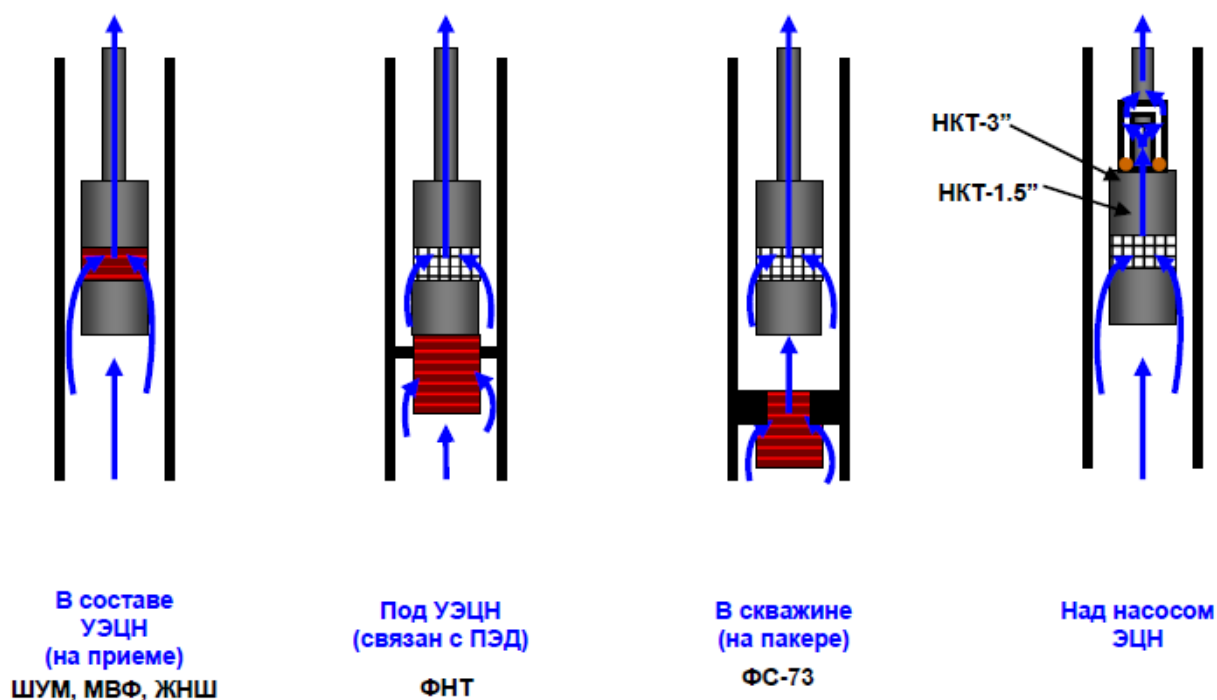


Рисунок 12 - Возможные варианты установки фильтров в добывающих скважинах

2.7 Станции управления с преобразователем частоты в составе установки электрического центробежного насоса

При использовании станций управления с преобразователем частоты возможно применение методики «раскачки». При заклинивании насоса происходит срабатывание защиты от заклинивания вала (защита от перегрузки).

Если запустить двигатель после этого не удаётся в нормальном режиме, то единственное, что остаётся - это снять защиту от перегрузки и попытаться запустить двигатель путём подачи на него прямого напряжения и, как следствие, ничем неконтролируемого тока. Надо ли говорить, что при данном способе расклинивания и двигатель, и насос, и всё электрооборудование испытывают «шоковые» перегрузки.

Преобразователь частоты подаёт повышенное напряжение пониженной частоты в одном, а затем в другом направлении, как бы раскачивая двигатель. При этом момент на валу двигателя может быть выше номинального, а ток, тем не менее, не превышать номинального. Такая возможность присуща только СУ с ПЧ. Применение аналогичных методик, с использованием реверсивного контактора, когда полное напряжение подаётся то в одну, то в другую сторону влечёт за собой повышенные механические нагрузки на насос и повышенные нагрузки на электрооборудование.

Известно, что при остановке насоса нефть начинает стекать, возникает турбинное вращение, т.е. разворот двигателя в противоположенном направлении. Повторный запуск в случае турбинного вращения возможен только по его окончании. Обычно это время составляет от 20 до 60 мин. Используя станцию управления с преобразователем частоты можно запустить двигатель в любой момент, игнорируя турбинное вращение. При пуске ПЧ начинает «поиск» частоты вращения в другую сторону. Найдя эту частоту, он плавно подхватывает двигатель, затем плавно тормозит и запускает в другую сторону и выходит на рабочую частоту. Эта особенность

позволяет экономить время и более полно использовать ресурс оборудования.[28]

Преобразователь частоты дополнительно обеспечивает следующие функции [29]:

- плавный разгон и торможение ПЭД с темпом, задаваемым установкой;
- реверсирование вращения ротора ПЭД;
- компенсацию скольжения при работе ПЭД на нагрузку с большим моментом инерции;
- работу в режиме ослабления поля при скоростях вращения выше номинальных;
- режим раскачки с реверсированием для обеспечения расклинивания УЭЦН путем подачи импульсов повышенного напряжения питания ПЭД с периодическим реверсированием вращения ПЭД;
- толчковый режим для раскручивания УЭЦН при тяжелом пуске ПЭД;
- режим встряхивания УЭЦН, при котором происходит резкое изменение (уменьшение) рабочей частоты до заданной частоты через заданный период времени с последующим разгоном в заданном темпе для предотвращения отложений на рабочих органах погружного насоса;
- режим прокачки газа для обеспечения работоспособности насосов в случае образования газовой пробки.

2.8 Технология кратковременной - периодической эксплуатации

Образование вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ) и повышенный вынос механических примесей привели к значительному сокращению МРП и существенному увеличению потребления электроэнергии, следствием чего явилось увеличение себестоимости добычи нефти и ограниченное применение данной технологии. Указанные проблемы успешно решаются с помощью КПЭС.[2]

Режим КПЭС, характеризуется кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. Эксплуатация низко дебитных скважин в режиме КПЭС проводится из - за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.

В режиме КПЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{су т}$), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном - периодическом режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче.

Для организации работы скважин в режиме КПЭС вместо малodeбитных УЭЦН используются более производительные насосы, КПД которых превышают КПД малodeбитных УЭЦН в 1,5 - 3 раза (рисунок 13).[10]

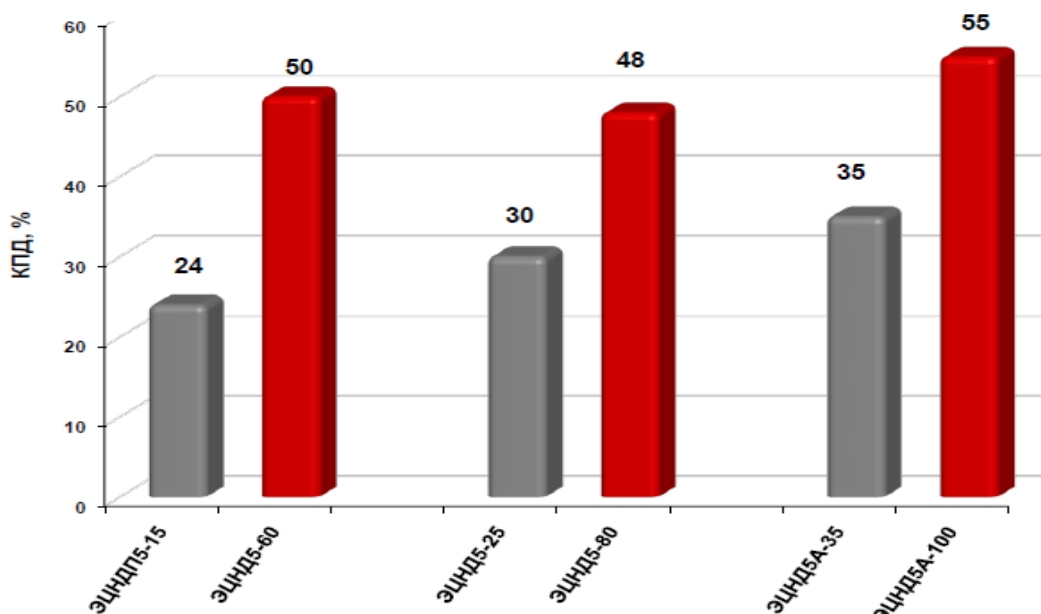


Рисунок 13 - КПД насосов при кратковременной - периодической эксплуатации

Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5 - 20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины до статочного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40 - 120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт.[6]

При эксплуатации скважин в режиме КПЭС необходимо:

- использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском;
- применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН.

Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

Для расчета режима КПЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3 - 5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла (T_n) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам).

Время цикла выбрано с учетом следующих требований:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному).
- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т.ч. плавных, согласно теории надежности по

экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;

- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в кратковременном - периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков - остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КПЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в кратковременном - периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно — чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.[30]

3. ВЫВОДЫ И ОБОСНОВАНИЯ ЗАДАЧ АНАЛИЗА

При КПЭС кратковременные циклы откачки (5 – 20 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (40 – 120 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S_2 (кратковременный) или S_3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776- 2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с малым содержанием нефти, а затем – незначительно обводнённая нефть (Рисунок 14).

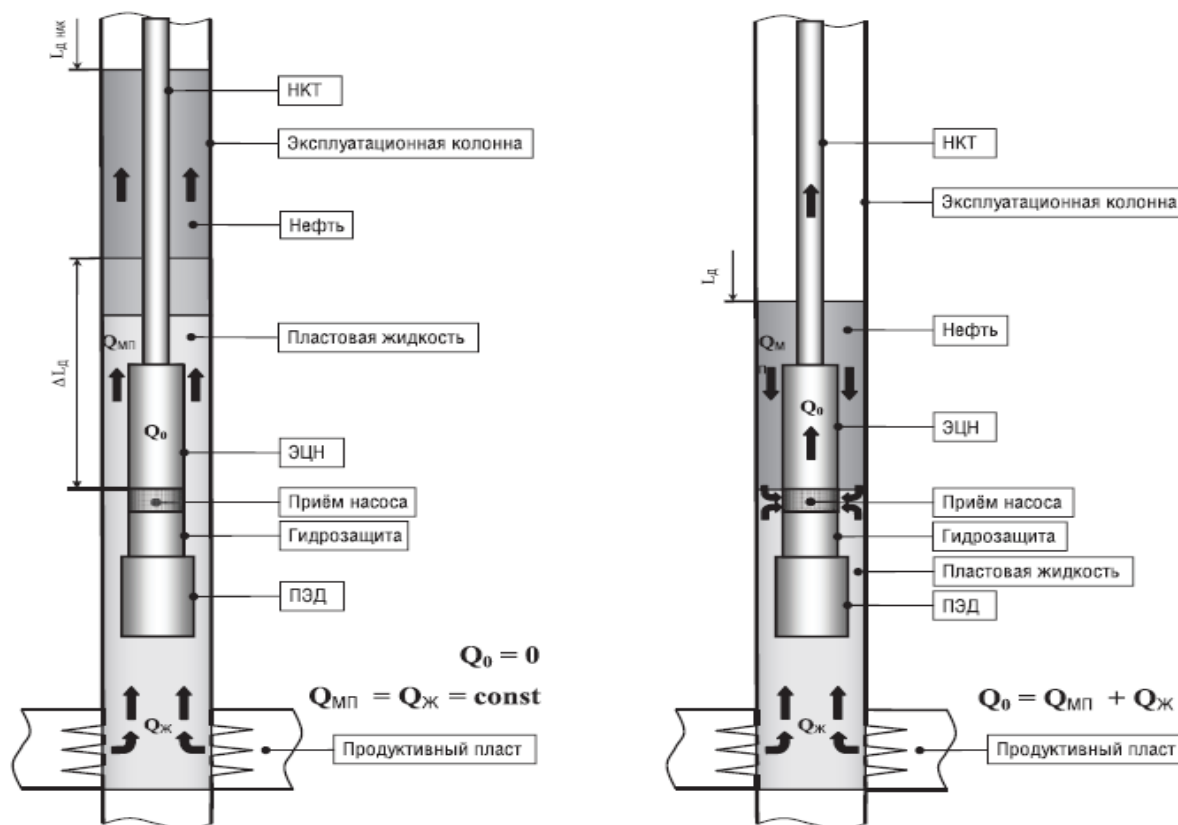


Рисунок 14 - Накопление и откачка жидкости при кратковременной - периодической эксплуатации

В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ ($KВ = 40 - 80 \%$) отсутствуют. Ещё одним положительным качеством КПЭС,

является возможность изменять производительность УЭЦН в 4 – 5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007), т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. то позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен.[2, 3, 6, 9]

Логическая цепь технических решений при кратковременной - периодической эксплуатации скважин выглядит следующим образом:

1. Значительное падение объемов добычи нефти, свойственное прототипу, при кратковременной - периодической эксплуатации скважин сокращают, уменьшив продолжительность периода эксплуатации скважин. Но при этом сокращается МРП и срок службы оборудования за счет увеличения частоты воздействия ударных пусковых перегрузок и, как следствие, уменьшается рентабельность добычи нефти.

2. МРП увеличивают, устранив ударные пусковые перегрузки за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи ПЧ. Но СУ с ПЧ имеют высокую стоимость, что снижает рентабельность добычи нефти.

3. Увеличение стоимости комплекта оборудования при введении в его состав дорогостоящих СУ с ПЧ компенсируют за счет снижения габаритов и соответственно стоимости оборудования путем увеличения частоты переменного тока и соответствующего увеличения скорости вращения УЭЦН. Но при этом снижается МРП за счет увеличения скорости износа ЭЦН, что влечет за собой снижение рентабельности добычи нефти.

4. Увеличение МРП по износу насоса за счет сокращения продолжительности включения УЭЦН при кратковременной - периодической эксплуатации скважин позволяет с избытком компенсировать уменьшение МРП за счет ускорения износа ЭЦН при увеличении скорости его вращения.

На примере расчета сравним ценовые показатели используемого оборудования для разных режимов эксплуатации скважин. Исходные данные для расчета:

$Q=30 \text{ м}^3/\text{сут}$ - дебит скважины,

$H_{\Pi}=1500 \text{ м}$ - глубина подвески установки,

$h=1000 \text{ м}$ - высота статического столба жидкости над приемом насоса,

$H_{\text{д}}=1100 \text{ м}$ - динамический уровень пластовой жидкости в скважине,

$P_{\text{у}}=10 \text{ кгс/см}^2 \approx 100 \text{ м}$ - давление в выкидной линии устья скважины,

$P_{\text{м}}=0 \text{ кгс/см}^2$ - давление в межтрубном пространстве скважины,

$H_{\text{н}}=H_{\text{д}}+P_{\text{у}}-P_{\text{м}}=1200 \text{ м} = 1,2 \text{ км}$ - требуемый напор насоса,

$d_{\text{НКТ}}=123,7 \text{ мм}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

$D_{\text{к}}=73 \text{ мм}$ - наружный диаметр НКТ,

$S=\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - D_{\text{к}}^2)/4=0,0078 \text{ м}^2$ - площадь кольцевого зазора межтрубного

пространства скважины.

Примеры расчетов:

1. *Непрерывная эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.*

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 MB5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме:

$Q_{\text{опт}}=37 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}}=1060 \text{ м}$ - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=36,5\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=12,21 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме,

$P_{\text{ном}}=16 \text{ кВт}$ - номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{\text{ном}}=84\%$ - номинальный КПД ПЭД,

$S_{\text{ном}}=5\%$ - номинальное скольжение ПЭД.

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики ЭЦН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0=30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ - подача ЭЦН в рабочем режиме,

$H_0=1250 \text{ м}$ - напор ЭЦН в рабочем режиме,

$\eta_0=35\%$ - КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0.35} = 12,18 [\text{кВт}]. \quad 18$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД и скольжение уменьшаются:

$\eta_{\text{нд}}=82\%$ - КПД ПЭД в рабочем режиме,

$S_{\text{нд}}=3\%$ - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 52,5 [\text{Н} \cdot \text{м}], \quad 19$$

где $n=3000 \text{ об/мин}$ - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad 20$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 [\text{кВт}]. \quad 21$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{уд} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad 22$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 136200 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электрон-04-250» имеет стоимость 89000 руб. Все цены приведены без НДС. Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах. Общая стоимость оборудования составляет 356300 руб. без НДС.

2. *Непрерывная эксплуатация скважины УЭЦН с регулируемым приводом.* Наиболее подходит для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м³/сут насос ЭЦНА5-18. Его характеристики в оптимальном режиме:

$Q_{\text{ОПТ}}=26 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}}=1160 \text{ м}$ - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}}=28,5\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}}=12 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме.

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо увеличить частоту переменного тока в 1,15 раза, т.е. до 57,5 Гц и скорость вращения ЭЦН - до 3350 об/мин. Для получения необходимого напора следует выбрать насос ЭЦНА5-18-1200, состоящий из трехметровой и четырехметровой секций, который при данной скорости вращения будет иметь следующие оптимальные характеристики:

$Q_{\text{ОПТ}}=30 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}}=1340 \text{ м}$ - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}}=29\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}}=15,8 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме.

Требуемое по условиям эксплуатации скважины сочетание подачи и напора в оптимальном режиме не обеспечивается. Они могут быть достигнуты при скорости вращения 3250 об/мин. Рабочий режим будет не оптимален:

$Q_0=30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ - подача насоса в рабочем режиме,

$H_0=1200 \text{ м}$ - напор насоса в рабочем режиме,

$\eta_0=25\%$ - КПД насоса в рабочем режиме,

$N_0=15,7 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме.

За счет увеличения скорости вращения МРП по износу насоса уменьшится в $1,3 \div 1,7$ раза.

Мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1200}{8800 \cdot 0.25} = 16,4 [\text{кВт}]. \quad 23$$

Максимальная допустимая кратность увеличения скорости вращения УЭЦН для серийно выпускаемых ПЭД, рассчитанных на работу при частоте переменного тока 50 Гц и синхронной скорости вращения 3000 об/мин, равна в среднем 1,4. С целью обеспечения возможности регулирования параметров установки увеличением скорости вращения ЭЦН необходимо выбрать ПЭД с запасом мощности в $1,4^2=1,96$ раза, т.е. ПЭД32-117МВ5.

С учетом работы при повышенной частоте переменного тока КПД недогруженного ПЭД уменьшится в меньшей степени, чем в предыдущем варианте:

$\eta_{\text{нд}}=83,5\%$ - КПД ПЭД в рабочем режиме,

$S_{\text{нд}}=3\%$ - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 51,25% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 105 [\text{н} \cdot \text{м}]. \quad 24$$

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$v_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad 25$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составит

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{16,4}{0,835} = 19,64 \text{ [кВт]}. \quad 26$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{уд} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H} = \frac{19,64 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 13,09 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad 27$$

Стоимость ЭЦНА5-18-1200 равна 117500 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Производитель рекомендует использовать совместно с данной установкой станцию управления с преобразователем частоты «Электрон-05-160», которая имеет стоимость 268000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 556500 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 200200 рублей.

Столь значительное увеличение стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин УЭЦН с нерегулируемым электрическим приводом вероятнее всего не окупится в приемлемые сроки. Поэтому подобный вариант комплектации скважины оборудованием будет отвергнут из-за нерентабельности.

3. Периодическая эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.

Для периодической эксплуатации скважин УЭЦН с нерегулируемым приводом обычно используют установки производительностью, превышающей дебит скважин не более чем в 2 раза. Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦНА5-45-1300, состоящим из двух четырехметровых секций, и электродвигателем ПЭД28-117МВ5. Они имеют следующие характеристики:

$Q_{опт}=57 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{опт}=1120 \text{ м}$ - напор насоса в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}}=40\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}}=18,14$ кВт - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$P_{\text{НОМ}}=28$ кВт - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{НОМ}}=84,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 28 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 91,9 \text{ [н} \cdot \text{м]}. \quad 28$$

С учетом изменения динамического уровня при периодической эксплуатации скважин ЭЦН будет работать в следующем режиме:

$Q_0=52$ м³/сут - подача насоса в рабочем режиме,

$H_0=1200$ м - напор насоса в рабочем режиме,

$\eta_0=39\%$ - КПД насоса в рабочем режиме,

$N_0=18,18$ кВт - мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 65% от номинальной мощности ПЭД.

При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{\text{нд}}=82,5\%$ - КПД электродвигателя при недогрузке.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы равна

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{52}{30} = 1,7. \quad 29$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую определяется по формуле

$$\phi = \frac{Q_{\text{ПЕР}}}{Q}, \quad 30$$

где $Q_{\text{ПЕР}}$ - дебит при периодической эксплуатации скважины в м³/сут.

Обычно допускают снижение дебита не более чем на 10%, т.е. принимают $\phi=0,9$.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определяется по формуле

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \varphi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0.0078 \cdot (1 - 0.9)}{30} = 2,5 [\text{ч}]. \quad 31$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле

$$t_{\text{от}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \varphi}{K - \varphi} = \frac{2.5 \cdot 0.9}{1.9 - 0.9} = 2,25 [\text{час}]. \quad 32$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{от}} = 2,5 + 2,25 = 4,75 [\text{час}]. \quad 33$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{\text{от}}}{T} \cdot 100 = \frac{2.25}{4.75} \cdot 100 = 47,4 [\%]. \quad 34$$

Вследствие того что ПЭД имеют маслонаполненную конструкцию, их теплоемкость достаточно велика. Для установления теплового равновесия ПЭД с охлаждающей средой при работе с номинальной нагрузкой требуется 20÷40 минут в зависимости от мощности электродвигателя и условий его охлаждения. Поэтому полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины позволяют сделать вывод о том, что электродвигатель установки работает в продолжительном режиме (типовой режим S1 по ГОСТ 28173-89 Э и МЭК 34-1-83).

Другие элементы УЭЦН имеют меньшую теплоемкость по сравнению с ПЭД. Поэтому их режимы работы можно также характеризовать как продолжительные.

С целью снижения отрицательного воздействия ударных пусковых перегрузок на МРП оборудования на практике устанавливают больший период эксплуатации, допуская дальнейшее снижение объема добычи нефти. Обычно период эксплуатации делают равным 24 часам и включают

установку в работу в ночное время, когда тарифы на электроэнергию минимальны.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$v_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{52}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 4,63 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad 35$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,46 (кГс/см²)/мин.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{18,18}{0,825} = 22,04 \text{ [кВт]}. \quad 36$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{от}}{T} = \frac{22,04 \cdot 2,25}{4,75} = 10,44 \text{ [кВт]}. \quad 37$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{уд} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \phi \cdot H_H} = \frac{10,44 \cdot 24}{30 \cdot 0,9 \cdot 1,2} = 7,73 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad 38$$

Стоимость ЭЦНА5-45-1300 равна 136000 руб., ПЭД28-117МВ5 159600 руб. Станция управления «Электон-04-250» имеет стоимость 89000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 384600 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 28300 рублей.

4. Кратковременная - периодическая эксплуатация скважины УЭЦН.

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых

неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]}. \quad 39$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен $H_{\text{опт}} = 1320$ м.

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{опт}} = 173 \text{ м}^3\text{/сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}} = 1200$ м - напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}} = 39,3$ кВт - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}} = 61\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме.

В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{\text{ном}} = 42,7$ кВт - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{ном}} = 85,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 105 \text{ [н} \cdot \text{м]}. \quad 40$$

С учетом того, что при кратковременной - периодической эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен: $2,05 \div 4,2$.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна

$$K = \frac{Q_{\text{опт}}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77. \quad 41$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в $1,4 \div 2,8$ раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать $\phi \geq 0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине будет равна

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0.0078 \cdot (1 - 0.99)}{30} = 0.25 [\text{ч}] \approx [\text{мин}]. \quad 42$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна

$$t_{\text{от}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \phi}{K - \phi} = \frac{15 \cdot 0.99}{7 - 0.99} = 2,5 [\text{мин}]. \quad 43$$

Период эксплуатации скважины составит

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{от}} = 15 + 2,5 = 17,5 [\text{мин}]. \quad 44$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{\text{от}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 [\%]. \quad 45$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременно - периодический.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_{\text{опт}}}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 15,4 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad 46$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 1,54 (кГс/см²)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой

$$P = \frac{N_{\text{опт}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ [кВт]}. \quad 47$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ [кВт]}. \quad 48$$

Удельный расход электроэнергии будет равен

$$P_{\text{уд}} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \phi \cdot H_H} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad 49$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА (40 кВт при $\cos\phi=0,86$), которая имеет стоимость 127000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 376700 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей.

Кратковременная - периодическая эксплуатация скважин позволяет увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный

расход электроэнергии и незначительное повышение стоимости оборудования.

При кратковременной - периодической эксплуатации скважин проявляется синергетический эффект, т.к. положительный эффект, оказываемый совокупностью технических решений на повышение МРП и срока службы оборудования, а также на сокращение расхода электроэнергии, превосходит результат влияния на них каждого из технических решений в отдельности.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность среди рассмотренных способов механизированной эксплуатации скважин.[2, 3, 5, 8]

Образование механических примесей

По приведенным в работе материалам можно сделать вывод, что источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа:

1 Пласт (скелет пласта), когда механические примеси - это продукт разрушения горных пород, либо это проппант, закачанный при ГРП, а также кристаллы солей.

2 Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость и различные химические реагенты. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой, что, в особенности, относится к жидкостям глушения.

3 Металл эксплуатационных колонн, когда колонна корродирует с образованием солей железа.

4 Глубинно - насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах.

Фильтры

На основе приведенного в работе материала можно сделать следующие выводы:

1 По известным конструкциям фильтров наилучшие фильтрационные свойства показали каркасно - проволочные фильтры. При их проектировании необходимо добиваться максимального значения скважности, их срок службы гораздо выше относительно сетчатых аналогов.

2 При подборе фильтров для скважины необходимо изучить гранулометрический состав механических примесей, он определяет не только параметры фильтра (проходной размер ячеек, межвитковый зазор), но и его конструкцию.

3 Также необходимо учитывать экономическую составляющую при подборе фильтрационного оборудования, а именно: стоимость фильтра; затраты на его установку и ремонт; возможные потери от его преждевременного выхода из строя. В современных условиях, когда рынок защитных фильтров представлен достаточно широко, а их конструкции отличаются незначительно, на первый план выходит стоимость.

Тем не менее, опыт добычи нефти показывает, что рациональный путь борьбы с выносом песка - это всё-таки установка фильтров.

Любой из рассмотренных в данной работе фильтров имеет два основных недостатка:

- песок (проппант) остается на забое и засоряет его, ограничивая приток.
- засоряясь, фильтр увеличивает гидравлическое сопротивление и снижает приток жидкости в насос.

Также следует, что уже при относительно небольшой величине депрессии поток пластового флюида переходит в турбулентность, что угрожает дальнейшей нормальной эксплуатации скважины. При этом имеет место вынос песка, эрозия, разрушение структуры горизонта, фильтра,

эксплуатационной колонны, а также закупорка межконтурного зазора фильтра.

Для того чтобы правильно подобрать параметры вновь разработанных устройств, необходимо проведение комплекса научных, исследовательских и проектных работ.

Химические методы

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок - твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат. Из литературных данных известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбамидоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений [18-23].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Существует мнение, что использование периодической эксплуатации скважин экономически не оправдано. Ниже приведен пример расчета экономической эффективности после внедрения периодической эксплуатации скважин на Шингинском и Южно - Приобском месторождениях.

Шингинское месторождение

Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной - периодической эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление. Для того чтобы информация была наиболее актуальной для анализа возьмем последний по временному отрезку период, при котором известно количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде.

Далее рассмотрим два случая. В первом будет рассматриваться эксплуатация всего фонда скважин механизированным способом без использования метода КПЭС таблица 9. Во втором случае скважины с номинальным дебитом $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$ будут рассматриваться с внедрением метода КПЭС, остальные два типоразмера (35 и $50 \text{ м}^3/\text{сут}$) будут иметь традиционную технологию добычи таблица 10. Одноставочный тариф на электроэнергию в г. Кедровый составляет 2,17 руб/кВт*час (с учетом НДС).

Таблица 9 - Результаты непрерывной эксплуатации Шингинского месторождения (первый случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
Номинал, $\text{м}^3/\text{сут}$	35	50	80	100	124	
Диапазон подач, $\text{м}^3/\text{сут}$	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скважин для первого случая	25	40	30	25	12	
Сумма КПД по результатам испытаний для первого случая	0,37	0,48	0,23	0,21	0,10	
$W_{\text{расч}}, \text{кВт} \cdot \text{сут}$	488,4	543,1	792,5	919,0	1125,1	
$W_{\text{факт}}, \text{кВт} \cdot \text{сут}$	181,0	258,0	185,4	195,5	116,8	
Сумма $W_{\text{факт}}, \text{кВт} \cdot \text{сут}$	4525	10320	5562	4887,5	1401,6	
$q_{\text{расч}}, \text{м}^3/\text{сут}$	35,0	50,0	80,0	100,0	124,0	
$q_{\text{факт}}, \text{м}^3/\text{сут}$ на 1 скважину	35,0	50,0	18,7	21,3	12,9	

Сумма $q_{\text{факт}}$, м³/сут	875,0	2000,0	561	532,5	154,8	4123,3
W/ $q_{\text{факт}}$, кВт/м³	5,17	5,16	9,91	9,18	9,05	
W/ $q_{\text{факт}}$, руб/м³	11,22	11,2	21,5	19,92	19,65	
Количество затрат на электроэнергию в первом случае (рублей в сутки)	9817	22400	12062	10607	3042	57928

Таблица 10 - Результаты непрерывной и периодической эксплуатации Шингинского месторождения (второй случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
Номинал, м³/сут	35	50	80	100	124	
Диапазон подач, м³/сут	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скважин для второго случая	25	40	26	23	18	
Сумма КПД по результатам испытаний для второго случая	0,37	0,48	0,52	0,57	0,58	
W_{расч}, кВт*сут	488,4	543,1	169,7	196,8	241,0	
W_{факт}, кВт*сут	181,0	258,0	88,7	112,2	139,6	
Сумма W_{факт}, кВт*сут	4525	10320	2306,2	2580,6	2512,8	
q_{расч}, м³/сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
q_{факт}, м³/сут на 1 скважину	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
Сумма q_{факт}, м³/сут	875,0	2000,0	444,6	492,2	478,8	4290,6
W/ q_{факт}, кВт/м³	5,17	5,16	5,19	5,24	5,25	
W/ q_{факт}, руб/м³	11,22	11,2	11,26	11,37	11,4	
$\Delta W/ q_{\text{факт}}$, руб/м³	0	0	10,199	8,68	8,246	
Количество затрат на электроэнергию в первом случае (рублей в сутки)	9817	22400	5007	5597	5459	48280

Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что в случае перехода части скважин на кратковременную - периодическую эксплуатацию потребление электроэнергии уменьшится более чем на 16,7% на добываемую тонну нефти, что в денежном эквиваленте представляет собой 9648 рублей. Данный результат был получен при условии, что значительная часть скважин (65 из 132) осталась работать на прежнем режиме. В случае перевода оставшихся скважин также на КПЭС, уменьшение затрат на электроэнергию увеличится минимум в 2 раза.

Южно - Приобское месторождение

Скважина №19468/82 Южно - Приобского месторождения эксплуатировалась в АПВ - режиме, затем была переведена на режим КПЭС

с применением насоса большей производительности. Если суммарный суточный дебит жидкости до внедрения режима КПЭС составлял 1,8 м³/сут, после внедрения мы получили порядка 8,0 м³/сут. Удельное потребление энергии снизилось в два раза – с 43 до 21 кВт·ч/м³.

Одним из плюсов внедрения режима КПЭС следует считать сам факт замены насоса на больший типоразмер – добывающие компании как правило приветствуют это мероприятие. Замену ЭЦН и внедрение режима КПЭС была произведена еще на пяти скважинах. (таблица 11). Одноставочный тариф на электроэнергию в г. Ханты – Мансийске составляет 1,86 руб/кВт*час (с учетом НДС).

Таблица 11 - Работа скважин в режиме кратковременной - периодической эксплуатации

№ скважины	Время работ ы, ч	Q _ж , м ³ /сут	Потреблен ие электроэне ргии, кВт·ч	Удель ное потреб ление электр оэнерг ии, кВт·ч/ м ³	Время работ ы, ч	Q _ж , м ³ /сут	Потреблен ие электроэне ргии, кВт·ч	Удель ное потреб ление электр оэнерг ии, кВт·ч/ м ³
	Режим АПВ				Режим КПЭС			
19468	3,16	1,8	78	43,33	6,66	8	173	21,63
19469	0,2	0,2	4,2	21	8,16	11	180	16,4
15755	1,92	3	48	16	3,33	8,8	123	14
20720	0,41	0,3	8	26,67	0,41	0,4	8,9	22,25
19529	1	0,8	24,8	31	3,5	5,5	88,2	16
Среднее	1,338	6,1	32,6	26,72	4,412	33,7	114,6	17,01
Затраты на удельное потреблен ие электроэн ергии, рублей в сутки	1193				759			

В среднем энергопотребление снизилось на 37% – с 26,7 до 17 кВт·ч/м³, дебит вырос с 6,1 до 33,7 м³/сут. Затраты на удельное потребление электроэнергии по пяти скважинам снизились на 434 рублей в сутки.

В настоящее время в «Газпромнефть - Хантос» в фонде КПЭС работают более 47 скважин. Средний прирост нефти составил 2,7 т на скважину, экономия электроэнергии – порядка 58%.

Результаты расчета

Проведенный анализ показал, что использование периодической эксплуатации скважин полностью оправдывает себя с экономической точки зрения, как из – за увеличения дебита нефти, так и из – за значительного сокращения затрат на электроэнергию.

Так после внедрения КПЭС на пяти скважинах Южно - Приобского месторождения удельное энергопотребление снизилось более чем в 1,5 раза, дебит по жидкости вырос более чем в 5 раз, при этом межремонтный период был увеличен более чем в 2 раза. Затраты на удельное потребление электроэнергии по пяти скважинам снизились более чем на 158000 рублей в год. Перевод на данную технологию большего фонда скважин позволил бы предприятию экономить миллионы рублей в год.

При внедрении технологии КПЭС на части скважин Шингинского месторождения удельное потребление электроэнергии уменьшилось более чем на 16,7% на добываемую тонну нефти, что в денежном эквиваленте составляет 3521520 рублей в год, дебит по жидкости был увеличен более чем на 167 м³ в сутки, межремонтный период увеличен более чем в 3 раза. В случае перевода оставшихся скважин также на КПЭС, уменьшение затрат на электроэнергию увеличится минимум в 2 раза.

Проведя анализ фонда установок электрического центробежного насоса работающих в режиме периодической эксплуатации скважин можно сказать, что широкомасштабное внедрение периодической эксплуатации скважин в промысловую практику. Позволит недропользователям увеличить добычу по нефти на 10 - 15%, в 1,5 - 2 раза увеличить межремонтный период, сократить расходы на электроэнергию в 2 - 3 раза.

5. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН.

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

Таблица 12 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

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

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

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

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

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

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

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

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [34]:

1) лесозаготовительные работы:

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

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

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

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ [33]. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной защиты органов дыхания для органов слуха такие как антифоны - заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

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

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

Неудовлетворительная освещенность

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

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

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

эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [36].

Таблица 13 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVB	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50

г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

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

Поражение электрическим током

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

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты от поражения электрическим током:

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

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

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

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

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

Пожаро - и взрывоопасность

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

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий [35]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4\text{А} \cdot \text{мин}$;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 14).

Основные причины пожаров на производстве:

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

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

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

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

Таблица 14 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 15 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрыво-опасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

**Примечание:*

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

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Давление в системах работающих механизмов

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

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

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

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

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

5.2 Экологическая безопасность

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

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо - охранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газе нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне - мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация

больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

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

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

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

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

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

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

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения являются:

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

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

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [35].

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

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведя анализ фонда установок электрического центробежного насоса работающих в режиме периодической эксплуатации скважин можно сказать, что широкомасштабное внедрение периодической эксплуатации скважин в промышленную практику. Позволит недропользователям увеличить добычу по нефти на 10 - 15%, в 1,5 - 2 раза увеличить межремонтный период, сократить расходы на электроэнергию в 2 - 3 раза, незначительное увеличение стоимости наземного оборудования, компенсируется сокращением стоимости подземного нефтедобывающего оборудования.

Технология периодической эксплуатации скважин является практически единственным способом решения всех основных проблем эксплуатации скважин: повышенного выноса механических примесей, асфальто - смолисто - парафиновых отложений и солеотложений, высокой обводненностью продукции, интенсивной коррозией, высоким газовым фактором, перегрев погружного оборудования.

По предварительным оценкам, в России в настоящее время до трети всех скважин может эксплуатироваться методом периодической эксплуатации, то есть около пятидесяти тысяч скважин.

Учитывая текущие тенденции ухудшения структуры запасов нефти, через некоторое время можно ожидать, что половина общего числа скважин в нашей стране будет эксплуатироваться в периодическом режиме, и из них будет добываться более половины всей нефти России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Производственно - технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика», №1/2012г;
- 2 Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малоприемистых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва
- 3 Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2 - 4 апреля 2008 года.
- 4 Ивановский В.Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добывных возможностей с помощью частотных преобразователей. Доклад на XII Всероссийской технической конференции «Производство и эксплуатация УЭЦН». Альметьевск, 2004.
- 5 Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования. Территория Нефтегаз. № 6, 2005
- 6 Интернет - источник: <http://www.studfiles.ru/preview/6130061/page:11/>
- 7 Колганов В.И., Немков А.С., Ковалева Г.А., Фомина А.А., Пилягин В.Ю., Майданик Д.А. Альтернативы решения проблемы пескопроявления при добыче высоковязких нефтей на месторождениях севера Самарской области. // Труды института «Гипровостокнефть». - Самара. - 2005. - вып. 64, стр. 20 – 36.
- 8 Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г., стр. 56 – 59.
- 9 Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал

«Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.

10 Доклад научной конференции НИИ ТПУ. Определение эффективности периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин на примере шингинского месторождения М. Е. Сундетов Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

11 Кудрявцев, И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): Дис. канд. техн. наук. - г. Тюмень, 2004 г.

12 Наговицын, Э. А. Оборудование для снижения влияния механических примесей при добыче нефти механизированным способом / Э. А. Наговицын // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

13 Топольников, А. С. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей / А. С. Топольников, К. В. Литвиненко // Инженерная практика.— 2010. — № 2.

14 Хайбуллин, Р. М. Защита установок электроцентробежных насосов от механических примесей / Р. М. Хайбуллин // Проблемы и методы обеспечения надёжности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. / V111 Конгресс нефтегазопромышленников России. - Уфа, 26 мая 2009 г. - С.139 – 144.

15 Уразаков, К. Р. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К. Р. Уразаков, Н. Л. Багаутдинов, З. М. Атнабаев, Ю. В. Алексеев, В. А. Рагулин. - М: ВНИИОЭНГ, 1997. - С. 56.

16 Емельянов, Д. В. Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / Д. В. Емельянов // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

17 Афанасьев, А. В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

18 Казаков, Д. П. Применение полимерной добавки *SandWedge* при проведении ГРП / Д. П. Казаков // Пробл. геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сб. статей аспирантов и молодых специалистов. - Уфа, 2006. - Вып. 3. - С.127 – 132.

19 Камалетдинов, Р. С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Р. С. Камалетдинов, А. Б. Лазарев // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

20 Меркушев, Ю. М. Электроцентробежные насосы с низким солеотложением: Доклад на международной практической конференции «Механизированная добыча нефти», апрель 2006 г.

21 Меркушев, Ю. М. Опыт применения низкоадгезионных ЭЦН на фонде скважин, осложненных неабразивными механическими примесями / Ю. М. Меркушев // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

22 Ануфриев, С. Н. Опыт эксплуатации УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей / С. Н. Ануфриев, С. В. Погорелов // Инженерная практика. - 2010. - № 2.

23 Мутель, М. Н. Применение скважинных фильтров и методы борьбы с механическими примесями / М. Н. Мутель, В. А. Чигряй // Нефтегазовая вертикаль. - 2009. - № 12.

24 Шашкин. М. А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО / М. А. Шашкин // Инженерная практика. - 2010. - №2.

25 Шмидт, С. А. Эксплуатация добывающих скважин Южной лицензионной территории Приобского месторождения в условиях выноса механических примесей / С. А. Шмидт, Б. В. Парфенов, И. Я. Эйдельман, А. А. Шмидт // Нефтяное хозяйство. - М., 2006. - № 12. - С. 68 – 70.

26 Казаков, Д. П. Внедрение щелевых фильтров в составе УЭЦН на Вынгапуровском месторождении / Д. П. Казаков // Пробл. геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сб. статей аспирантов и молодых специалистов. - Уфа, 2007. - Вып. 4. - С. 108 – 114.

27 Харитонов, А. Г. Анализ отказов по причине «засорения» по фонду скважин, оборудованных УЭЦН / А. Г. Харитонов / ООО «ЛУКОЙЛ - Пермь» // Инженерная практика. - 2010. - № 2

28 Интернет - источник: <http://www.electronmash.ru/stancii-upravleniya-nasosami-neftedobychi>

29 Станция управления с частотным регулированием ИРЗ-500. Руководство по эксплуатации стр. - 10.

30 Цынаев Е.В. «Кратковременно - периодический режим работы скважин на ЮЛТ приобского месторождения ООО «Газпромнефть - Хантос», как способ эксплуатации малodeбитного ЧРФ». Инженерная практика, № 1, 2012 г., стр. 76 - 82.

31 Хайбуллин, Р. М. Технологии оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газосодержания / Р. М. Хайбуллин, А. В. Куршев, А. И. Подъяпольский // Проблемы ресурсо - и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов / VIII Конгресс нефтегазопромышленников России, Уфа, 26 мая 2009 г. - С. 309 – 314.

32 Эфендиев, И. Ю. Методы борьбы с пескопроявлением / И. Ю. Эфендиев, А. Р. Везиров, И. И. Маслов, О. Г. Бутко, Б. А. Скуин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. — 1985. — № 4. — С. 19–21.

33 Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12 ГОЧС, 2014г.;

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

35 Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);

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