

Школа__ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки __ Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ)__ Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВНЕДРЕНИЕ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СКВАЖИНАХ ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53-022.344:621.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Романов Александр Геннадьевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

Школа ___ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) ___ Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) ___ Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Романову Александру Геннадьевичу

Тема работы:

Внедрение кратковременной периодической эксплуатации на скважинах оборудованных установками электроцентробежного насоса на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1653/с от 01.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Анализ работы скважин, эксплуатируемых установками электрического центробежного насоса, работающих в периодическом режиме, анализ технической и технологической документации, научных публикация по данной теме.
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	Анализ внедрения кратковременной эксплуатации в Западной Сибири, анализ мирового опыта, перспективы применения в Западной Сибири, экономическая оценка эффективности.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Киселева Елена Станиславовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н. Дашковский Анатолий Григорьевич

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Романов Александр Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 18 таблиц, 10 рисунков, 35 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 периодической эксплуатации, основные виды осложнений в работе УЭЦН. Представлен современный опыт внедрения периодической эксплуатации скважин, как способ борьбы против осложнений различного происхождения. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса.

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	8
1 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ	10
1.1 Сущность периодической эксплуатации скважин	10
1.2 Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин	11
1.3 Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин.....	16
1.4 Осложнения при периодической эксплуатации скважин	25
2 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН	29
2.2 Расчет технологических параметров процесса периодической откачки	29
2.3 Раздельная откачка воды и нефти при периодической работе насоса	36
3. ВЫВОДЫ И ОБОСНОВАНИЯ ЗАДАЧ АНАЛИЗА	42
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Шингинское месторождение	56
4.2 Южно - Приобское месторождение	58
4.3 Организация проведения работ по спуску УЭЦН.....	60
4.4 Расчет параметров экономической эффективности.....	61
4.5 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат	63
4.6 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия.....	66
4.7 Расчёт годового экономического эффекта.....	74
4.8 Расчёт прироста прибыли.....	75
4.9 Техничко-экономические показатели	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	80
5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	80
5.2 Экологическая безопасность	91
5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду	92
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	98

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 кратковременного 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 кратковременной эксплуатации скважин в условиях повышенного выноса механических примесей в Западной Сибири.

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 периодичного 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 нефтедобывающего оборудования, увеличиваются затраты на изготовление оборудования специального исполнения.

В осложненных 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 объёмов добычи нефти в кризисных ситуациях и последующем возврате к прежним объёмам добычи без ущерба для разработки месторождений и без значительных затрат. [3]

С позиций экономики, при незначительном увеличении стоимости добывающего оборудования, КПЭС позволяет увеличить объёмы 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 промышленные 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: гидрозачит, 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, $ГФ=67.3\text{м}^3/\text{м}^3$), 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 на 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		7.81	9.69	15.60	237		
2012	2	18.72	20.75	7.64	176	-61	24.0
	3	13.75	15.66	9.49	425	188	30.9
	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 большие значения МРП. На скважине № 296, Тананьковского 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 том числе. 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. Обводненность 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, 31]

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).

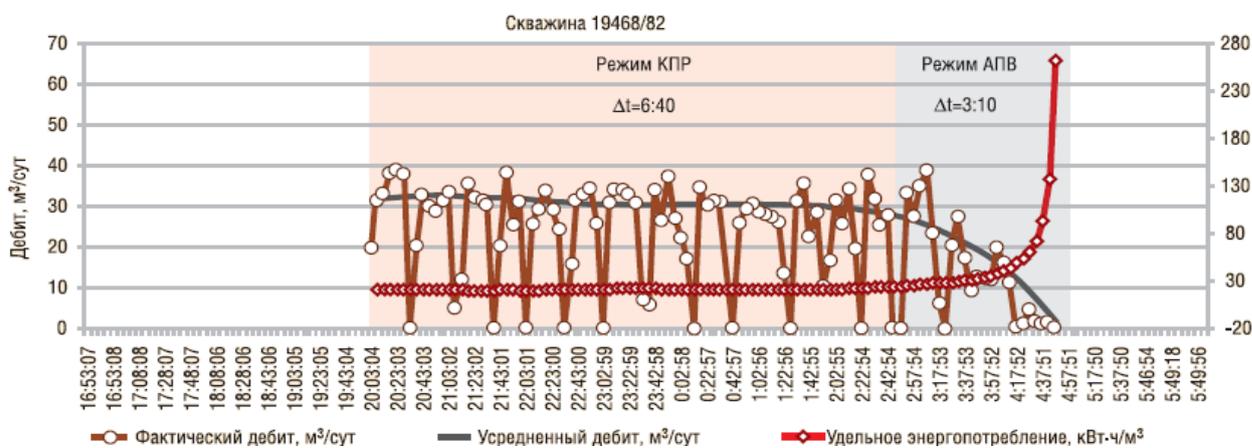


Рисунок 2 - Алгоритм работы установки электрического центробежного насоса в режиме кратковременной - периодической эксплуатации

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

дозированными ингибиторами, 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 малодобитного 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 также 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 и с предварительным уточнением 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 30м³/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.

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.

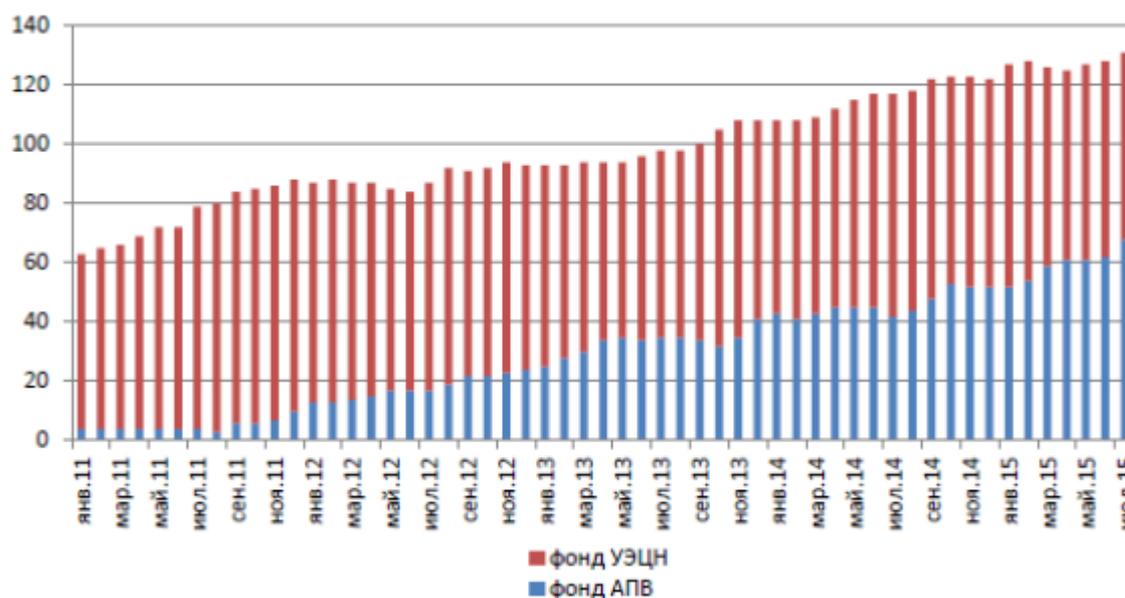


Рисунок 4 - Динамика фонда скважин Шингинского месторождения 2011 - 2015 годов

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

В ходе практического внедрения режима КПЭС был выявлен ряд преимуществ: увеличилось объемы добычи нефти на малодебитном фонде скважин; сократилось потребление электроэнергии; увеличился межремонтный период (МРП); появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора; снизилась вероятность отложения солей.

К недостаткам метода можно отнести: низкая надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ; для определения обводненности, необходим метод "дробного" отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени 5-10 раз в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей.

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

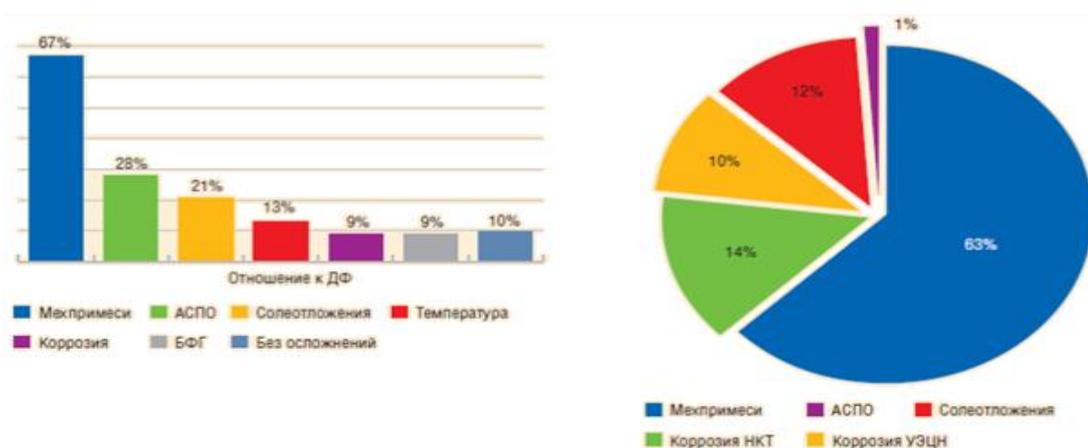


Рисунок 5 - Структура осложнённого фонда и причины отказов установок электрического центробежного насоса большинства добывающих скважин ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» за 2010г.



Рисунок 6 - Источники механических примесей, попадающих в насосную установку [16]

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 [28], 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.

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 - периодической 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 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

2.2 Расчет технологических параметров процесса периодической откачки

Для проектирования режима периодической эксплуатации малодебитных скважин необходимо знать зависимость времени накопления продукции в стволе скважины и времени ее откачки от положения динамического уровня, параметров скважины и производительности насоса.

Впервые такая зависимость была получена в работе А.С. Вирновского и О.С. Татейшвили. В данной работе, ставшей уже классической, связь между депрессией и дебитом задается линейным соотношением:

$$q = K_{\text{пр}} \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где q – мгновенный дебит притока, $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, ΔP – мгновенная депрессия.

Это означает, что при любом забойном давлении, создающемся вслед за прекращением работы насоса, скорость притока жидкости в ствол скважины будет пропорциональна мгновенной величине депрессии в ней. Соотношение (1) определяет экспоненциальный характер подъема уровня (или давления) в скважине со временем. Исходя из линейного закона притока, получаем следующие формулы:

$$t_2 = \frac{F}{k} \ln \frac{q_1}{q_2}; \quad t_1 = \frac{F}{k} \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1}, \quad (2)$$

где t_2 – время накопления жидкости,

t_1 – время откачки жидкости,

F - площадь сечения кольцевого пространства,

k - коэффициент в уравнении притока $q = kh$,

h - понижение уровня,

Q - производительность насоса,

q_1, q_2 – начальный и конечный дебиты соответственно.

Эти уравнения нашли широкое применение, однако они не лишены некоторых недостатков, а именно:

а) при их выводе не учитывался упругий режим фильтрации. Нет ни одного параметра, который бы характеризовал этот режим;

б) формулы дают неопределенность (т.е. деление на ноль) если требуется рассчитать восстановление уровня до статического или же рассчитать откачку без запаса производительности (при $Q = q_1$). Какие-либо указания, как выбрать величины q_2 и $Q - q_1$, отсутствуют.

Метод А.С. Вирновского и О.С. Татейшвили был развит другими исследователями в сторону усложнения геолого-технических условий. Например, К.Р. Уразаковым на основе подхода А.С. Вирновского и О.С. Татейшвили были получены формулы для наклонно-направленных скважин, учитывающие влияние изменения давления на приеме насоса на коэффициент подачи. Предложенный К.Р. Уразаковым способ счета отличается громоздкостью формул и наличием интегралов, которые требуется вычислить. Подход, аналогичный примененному А.С. Вирновским и О.С. Татейшвили, был применен В.П. Яковлевым и М. Маскетом для определения коэффициента продуктивности скважин по данным прослеживания уровня. Этот подход был подвергнут резкой критике В.Н. Щелкачевым, поскольку определенные таким способом коэффициенты продуктивности скважин приводили к грубым ошибкам. В.Н. Щелкачев пишет: "Принципиальная ошибка В.П.Яковлева и М. Маскета состояла в следующем: определив величину расхода жидкости при каком-то мгновенном положении непрерывно движущегося уровня, эту величину приравнивали дебиту скважины, который должна иметь скважина при установившемся уровне в том же положении. Это было бы верно только в том случае, если жидкость в пласте и сам пласт не были бы упругими [13]. Отсюда следует, что использование данного метода ограничено скважинами, где приток жидкости из пласта довольно близок к установившемуся состоянию. В других случаях следует внести поправки в методику с учетом неустановившегося состояния. Подход, развитый В.А. Икгисановым и Р.Н. Дияшевым учитывает упругие свойства пласта и жидкости. Однако для интерпретации кривых падения и восстановления давления авторы рекомендуют численно решать дифференциальное уравнение относительно забойного давления.

Наилучшим вариантом с точки зрения точности определения параметров периодической эксплуатации является проведение гидродинамических исследований непосредственно перед переводом скважины на периодическую эксплуатацию. Однако такие случаи в промышленной практике довольно редки. Если перед изменением режима эксплуатации скважины проводится измерение КВУ, то по этой кривой с использованием методики Минеева Б.П. (или некоторой другой, более соответствующей характеру работы скважины) определяется время восстановления давления. Одновременно получают и коэффициенты в уравнении притока в скважину. Расчетное время восстановления давления определяется согласно формулы:

$$t_{\text{расч}} = 10^{\frac{\Delta P - A}{i}}, \quad (3)$$

где ΔP – депрессия в работающей скважине,

A – отрезок, отсекаемый касательной к КВД на оси депрессий,

i – угловой коэффициент касательной.

Преимуществом методики Минеева Б.П. является то, что она, в отличие от методики ВНИИ (и методики Хорнера тоже) не требует знания коэффициентов сжимаемости жидкости $\beta_{\text{ж}}$ и породы $\beta_{\text{с}}$. Эти величины определяются по лабораторным данным и не всегда имеются в наличии. Вместо этого в методике Минеева Б.П. используется радиус контура питания $R_{\text{к}}$ (половина расстояния до ближайших скважин), величина легко определяемая и точное значение которой мало влияет на конечный результат. Более сложный случай, когда скважина не исследуется перед изменением режима эксплуатации. Однако по данным предыдущих исследований известен коэффициент пьезопроводности пласта в районе данной скважины и коэффициент продуктивности скважины. Время восстановления давления можно рассчитать по объему притока. Объем жидкости, поступившей из пласта после остановки скважины за время равен объему кольцевого пространства скважины V :

$$V = \frac{\pi}{4} (D_k^2 - D_m^2) \cdot (H_c - H_d), \quad (4)$$

где D_k , D_m – соответственно внутренний диаметр эксплуатационной колонны и наружный диаметр НКТ, м,

H_d – высота динамического столба жидкости в м.

Депрессия при упругом режиме фильтрации ΔP связана с дебитом перед остановкой скважины Q соотношением:

$$\Delta P = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2,25kt}{r_c^2}, \quad (5)$$

где ε – коэффициент гидропроводности пласта, $\text{м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$,

k – коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$,

t – время после закрытия скважины, с.

Поскольку дебит притока $q = K\Delta P$, где K – коэффициент продуктивности скважины, то объем притока

$$V = \int_0^{t_2} q dt = \int_0^{t_2} K\Delta P dt = \frac{KQ}{4\pi\varepsilon} \int_0^{t_2} \ln \frac{2,25kt}{r_c^2} dt \quad (6)$$

Интегрируя по частям, получим

$$V = \frac{KQt_2}{4\pi\varepsilon} \left\{ \ln \frac{2,25kt_2}{r_c^2} - 1 \right\} = \frac{KQt_2}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2,25kt_2}{2,78r_c^2} \quad (7)$$

Подставляя $K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$ и $Q = q_1$, после преобразования будем иметь

$V \approx \frac{q_1}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} t_2 \ln \frac{kt_2^{0,81}}{r_c^2}$ и окончательно

$$V = \frac{q_1}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} t_2 \ln \frac{kt_2}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} \quad (8)$$

Это выражение может быть представлено в виде: $t_2 \ln At_2 = B$ где

$$A = \frac{k}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2}; B = \frac{2V \ln \frac{R_k}{r_c}}{q_1} \quad (9)$$

Отсюда определяем время восстановления давления, подставляя вместо V объем кольцевого пространства. Подбор параметра t_2 легко осуществляется в системе *EXCEL*, где имеется соответствующая опция.

Преобразуем полученную формулу, чтобы рассчитать снижение уровня при работе насоса. Баланс объема жидкости при снижении уровня в скважине позволяет записать следующее соотношение:

$$Q \cdot t - \int q \cdot dt = V \quad (10)$$

Очевидно, что объем притока жидкости при изменении дебита от q_2 до q_1 , будет определяться выведенной ранее формулой, в которой вместо q_1 надо подставить $-q_2$:

$$\int q \cdot dt = -\frac{q_2}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot t \cdot \ln \frac{kt}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} \quad (11)$$

Это позволяет написать следующее соотношение для баланса жидкости при откачке:

$$Qt_1 - \frac{q_2}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} t_1 \ln \frac{kt_1}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} = V \quad (12)$$

Отсюда, например, в *EXCEL*, используя опцию подбора параметра, находим время снижения уровня t_1 . Сопоставим кривые восстановления давления, рассчитанные по А.С. Вирновскому и предлагаемой формуле. Результаты такого сопоставления приведены на рисунке 7.

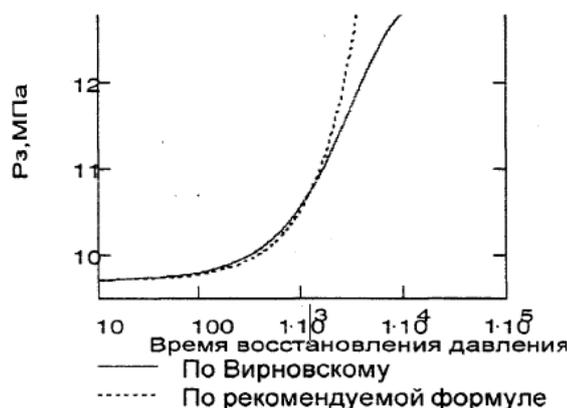


Рисунок 7 - График восстановления забойного давления

Из рисунка 7 видно, что на начальной стадии восстановления давления наблюдается очень тесное соответствие величин, определенных по Вирновскому и

по рекомендуемой формуле. Затем кривые расходятся. Кривая по Вирновскому имеет экспоненциальный рост, и давление теоретически может достигнуть статического лишь при бесконечно большом времени простоя. Приток в скважину при этом теоретически никогда не прекращается. Кривая, рассчитанная по выведенной формуле, пересекает значение ординаты, равное статическому давлению в скважине. Другими словами, она показывает прекращение притока в определенный момент времени. На наш взгляд, это более соответствует действительности, отражая тот факт, что после окончания притока повышение давления происходит в процессе упругого сжатия жидкости, а не подъема уровня. Недостатком выведенной формулы является то, что она не дает излома кривой восстановления давления, соответствующего переходу на упругий режим и дальнейшего роста давления в соответствии с основной формулой теории упругого режима.

Сравнение времен откачки, определенных по Вирновскому и по предлагаемой методике для двух значений коэффициента запаса производительности насоса $k = \frac{Q}{q_1}$, приведено на рисунке 8.

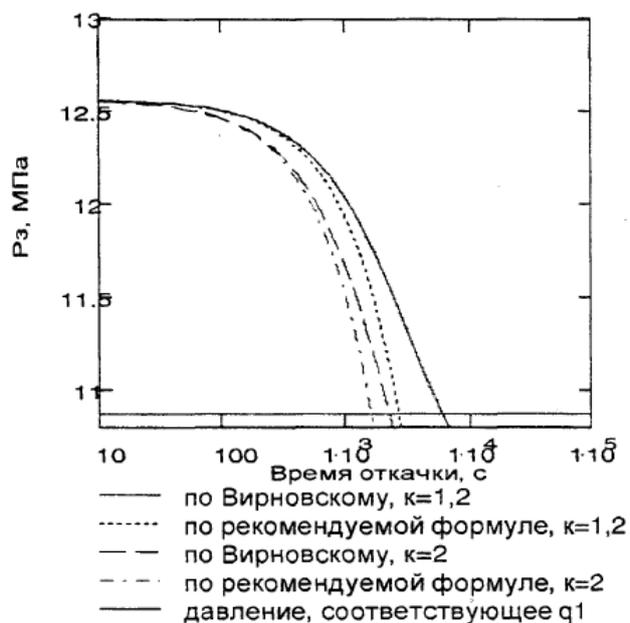


Рисунок 8 - Зависимость забойного давления от времени откачки

Из рисунка 8 следует, что кривые по Вирновскому и по выведенной формуле совпадают лишь в начальной своей части, а затем они расходятся. Значение времени откачки по Вирновскому систематически выше времени откачки по выведенной формуле. Разница возрастает по мере снижения коэффициента запаса производительности насоса, и при откачке без запаса производительности становится бесконечно большой. Это связано с бесконечным ростом времени, определяемым по Вирновскому. При откачке с большим запасом производительности значения по обоим формулам близки друг к другу. Формулы А.С. Вирновского применимы для тех условий откачки, для которых они и предназначались, а именно:

- а) откачка с достаточным запасом производительности насоса;
- б) средний дебит близок к максимальному, т.е. значения дебитов q_1 и q_2 близки друг к другу;
- в) значение q_2 достаточно далеко от нуля.

Уравнения А.С. Вирновского хорошо подходят для решения задач, в которых мы задаем значения дебитов, а по ним определяем времена накопления и откачки. Задачу, в которой заданы ограничения по дебитам, а ищутся времена накопления и откачки, назовем прямой задачей. При этом полный цикл работы скважины (откачка-накопление) не всегда составляет ровно одни сутки.

Стоимость 1 кВт-час электроэнергии, потребляемой на производственные нужды, в ночное время ниже, чем в дневное. Поэтому возникает интерес к периодической эксплуатации скважин с включением насосов только ночью на время, не превышающее 12 часов. При этом полный цикл работы скважины составляет ровно одни сутки. Задача периодической эксплуатации по ночному тарифу на электроэнергию является обратной задачей. В ней задаются значения времени накопления и откачки, а по ним нужно определить дебиты q_1 , q_2 и производительность насоса Q , обеспечивающие заданный отбор жидкости. При такой постановке задачи не всегда "получаются" дебиты, находящиеся в благоприятном соотношении друг с другом. Естественно, что потребовалось ввести

некоторые усовершенствования в методику расчетов. Эти усовершенствования должны касаться конечного участка кривой восстановления уровня (или давления), на котором ослабевает приток и заметную роль начинают играть силы упругости пласта. Кроме того, упругие силы пласта необходимо учесть и на конечном участке кривой снижения уровня (или давления), когда откачка ведется с малым запасом производительности насоса или совсем без запаса. При этом условии скорость перемещения уровня в конце периода откачки за счет работы насоса становится очень малой по сравнению со скоростью за счет действия упругих сил. Кроме того, сама величина упругого запаса возрастает в конце периодов накопления и откачки, когда процесс перераспределения давления распространяется на большие объемы пласта. Вследствие этого закон изменения давления (или уровня) в скважине должен несколько отклоняться от закона, установленного без учета сил упругости, совпадая с таковым на начальных этапах кривой. Предлагаемые формулы теоретически более соответствуют реальному упругому режиму работы пласта и рекомендуются к применению.

2.3 Раздельная откачка воды и нефти при периодической работе насоса

В предположении, что пласт работает непрерывно (отсутствует этап простоя 2), рассчитаем положение водонефтяного раздела в скважине после накопления жидкости. Рассмотрим схему (рисунок 9), иллюстрирующую изменение водонефтяного раздела (ВНР) в скважине после остановки насоса.

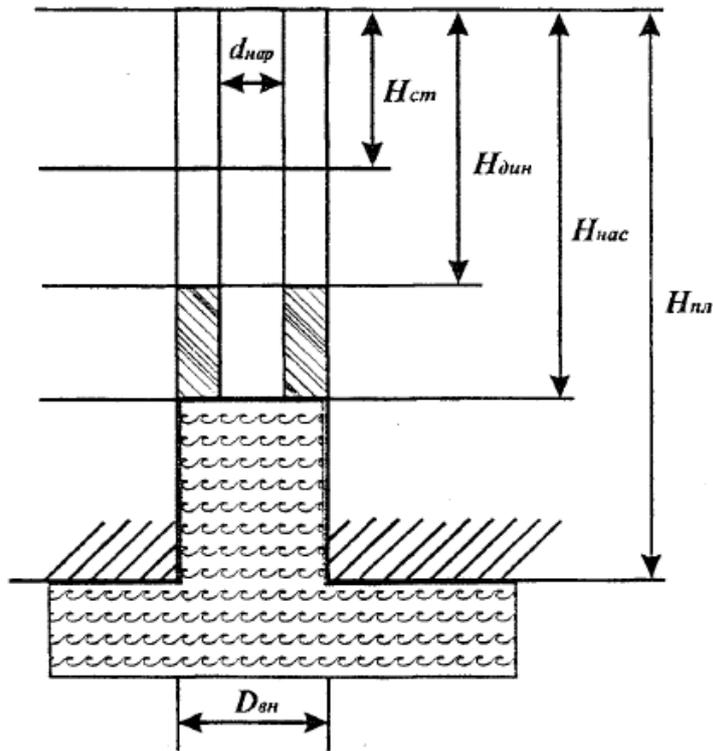


Рисунок 9 - Расчетная схема

При работе насоса ВНР всегда находится на его приеме. После остановки насоса начинается подъем уровня и продолжается затухающий приток в скважину. Одновременно с этим происходит гравитационная сегрегация флюидов в стволе скважины. При работе насоса был столб нефти $H_{нас} - H_{дин}$ и столб водонефтяной смеси $H_{пл} - H_{нас}$. Для простоты будем считать, что расходное водосодержание смеси равно объемному. При простое в скважину притечет объем жидкости, равный объему кольцевого пространства в интервале от $H_{ст}$ до $H_{д}$:

$$V_{ж} = \frac{\pi}{4} (D_{вн}^2 - d_{нар}^2) (H_{дин} - H_{ст}) \quad (13)$$

Нефти в этом объеме будет $V_{н1} = (1 - B)V_{ж}$.

Кроме того, произойдет гравитационное расслоение жидкости, находившейся ниже приема насоса, и при этом выделится объем нефти, равный

$$V_{н2} = \frac{\pi}{4} D_{вн}^2 (H_{пл} - H_{нас}) (1 - B) \quad (14)$$

Этот объем, попадая в затрубное пространство, образует столб высотой

$$\frac{\frac{\pi}{4} D_{\text{вн}}^2}{\frac{\pi}{4} (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)} (H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})(1 - B) \quad (15)$$

Во время периода восстановления уровня происходит собственно накопление жидкости и гравитационное разделение нефти и воды в стволе скважины. Время, необходимое для гравитационного разделения воды и нефти, оценим по формуле:

$$t_1 = \frac{H_c - H_{\text{погр}}}{V_H} \quad (16)$$

где H_c – высота статического столба жидкости в м,

$H_{\text{погр}}$ – погружение насоса под динамический уровень, м,

V_H – скорость всплывания капли нефти в м/с.

Основываясь на экспериментальных данных скорости всплывания капель нефти в воде, сделаем оценку $V_H = 10$ см/с. тогда при $H_c = 1000$ м, $H_{\text{погр}} = 200$ м. получим $t = 2,2$ часа. Очевидно, что уже в первые 1,5...2 часа процесс гравитационного разделения в основном завершается. После завершения сегрегации и полного восстановления уровня, водонефтяной раздел установится в скважине на уровне

$$H = H_{\text{ст}} + (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}) + (1 - B)(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) + \frac{D_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} (H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})(1 - B) \quad (17)$$

Раскрывая скобки и упрощая, будем иметь

$$H = H_{\text{нас}} - B(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) + \frac{(H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})}{1 - \left(\frac{d_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}}\right)^2} (1 - B) \quad (18)$$

Условием того, что ВНР опустится ниже приема насоса, будет $H - H_{\text{нас}} \geq 0$, т. е.

$$B(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \leq \frac{(H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})}{1 - \left(\frac{d_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}}\right)^2} (1 - B) \quad (19)$$

Полученное неравенство имеет простой физический смысл - столб притекшей воды при простое (левая часть неравенства) должен быть меньше столба сегрегированной нефти (правая часть неравенства). Посмотрим, какому значению обводненности будет соответствовать точное равенство, т.е. неизменившееся положение ВНР у приема насоса. Пусть НКТ $d_{\text{нар}} = 73$ мм, обсадная колонна $D_{\text{вн}} = 132$ мм, $H_{\text{ст}} = 300$ м, $H_{\text{дин}} = 1000$ м, $H_{\text{пл}} = 1700$ м, $H_{\text{нас}} = 1200$ м. Тогда

$$\frac{B}{1 - B} = \frac{(H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})}{(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}})} \frac{1}{1 - \left(\frac{d_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}}\right)^2} = \frac{500}{700} \frac{1}{1 - 0,306} = 1,029; \quad B \approx 0,51$$

Таким образом, при рассмотренных параметрах скважины, при обводненности более 51% ВНР при простое уйдет вверх от приема насоса. В противном случае уйдет вниз. При обводненности 75% ВНР установится на отметке $H = 1200 - 0,75 \cdot 700 + 500/0,694 \cdot 0,25 = 855$ м, т.е. выше приема насоса на 345 м. Поэтому в начале периода откачки насос сначала работает на воде, затем, по мере снижения уровня - на водонефтяной смеси. Однако, при простое скважины разделение фаз произойдет не только в обсадной колонне, но и в подъемных трубах. После запуска скважины в работу, ее продукция будет характеризоваться резкими скачками обводненности. Сначала на поверхность будет поднят отстоявшийся столб нефти из подъемных труб, затем осевшая в трубах вода, затем вода из ствола скважины. Когда ВНР опустится до приема насоса, в выкидную линию пойдет продукция, обогащенная нефтью за счет снижающегося динамического уровня. Лишь когда динамический уровень займет свое стационарное положение, определяемое равенством производительностей скважины и насоса, обводненность продукции на устье стабилизируется, и будет равна обводненности жидкости, поступающей из пласта. Этот процесс при малой производительности насоса и скважины может быть достаточно долгим. Таким

образом, обычный процесс периодической эксплуатации (в котором отсутствует этап 2) будет характеризоваться значительными колебаниями обводненности продукции скважины. Возможно, что поочередное поступление в насос жидкости с большей и меньшей обводненностью по сравнению со средней будет играть положительную роль в снижении образования стойких эмульсий. Чтобы использовать этот эффект, необходимо целенаправленно спроектировать оборудование и режим его работы.

Теперь рассчитаем процесс раздельной откачки воды и нефти при периодической работе насоса. Пусть в условиях предыдущей скважины обводненность равна 60%. Тогда ВНР при простое установится на отметке $H = 1200 - 0,6 \cdot 700 + 500 \cdot 0,4/0,694 = 1068$ м, т.е. выше приема на 132 м.

Пусть коэффициент продуктивности скважины $K = 5 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, а производительность насоса $20 \text{ м}^3/\text{сут}$. Плотность нефти примем равной 850 кг/м^3 .

Площадь сечения кольцевого пространства составит

$$F = 0,785(132^2 - 73^2) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 = 9,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Знаменатель в формуле Вирновского будет равен

$$K\rho_n g = 5 \cdot 10^{-6} \cdot 850 \cdot 9,81 = 41,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{сут}$$

При снижении уровня на 132 м дебит притока будет равным

$$q = 41,7 \cdot 132 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут} = 5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Тогда время откачки воды составит

$$t_1 = \frac{9,5 \cdot 10^{-3}}{41,7 \cdot 10^{-3}} \ln \frac{20}{20 - 5,5} = 0,073 \text{ сут} = 1,76 \text{ час} \approx 2 \text{ часа}$$

За это время всплывающая нефть только-только дойдет до приема насоса, поэтому на выходе из скважины будет идти вода. Рассчитаем затем время откачки

от дебита притока $5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $19 \text{ м}^3/\text{сут}$ при производительности насоса $20 \text{ м}^3/\text{сут}$.

$$t_2 = 0,2278 \ln \frac{20 - 5,5}{20 - 19} = 0,609 \text{ сут} = 14,6 \text{ час.}$$

Обводненность продукции X_1 при откачке порции «нефти» найдем по уравнению:

$$Q \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1} = \frac{B}{B - X_1} (q_1 - q_2); \text{ откуда}$$

$$X_1 = B - \frac{B(q_1 - q_2)}{Q \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1}} \quad (20)$$

Подставляя значения найдем

$$X_1 = 60 \left\{ 1 - \frac{19 - 5,5}{20 \ln \frac{20 - 5,5}{20 - 19}} \right\} = 60 \left\{ 1 - \frac{13,5}{20 \cdot 2,67} \right\} = 44,8\%$$

Таким образом, при периодической откачке обводненность продукции может быть выведена за пределы, при которых образуются стойкие эмульсии. В данном примере насос будет примерно 2 часа откачивать воду, затем около 15 часов - жидкость с обводненностью 45%. Время простоя составит, полагая конечный дебит равным 1 м³/сут,

$$t = 0,2278 \ln \frac{19}{1} = 0,67 \text{ сут} = 16 \text{ час.}$$

Время полного цикла 2+15+16=33 часа. В условиях образования стойких водонефтяных эмульсий рассматриваемый режим эксплуатации может оказаться экономически целесообразным. В ряде случаев он может оказаться и единственно возможным, поскольку область применения разделителей фаз ограничена максимальным дебитом, зависящим от свойств нефти, параметров скважины и установленного в ней оборудования.

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 10).

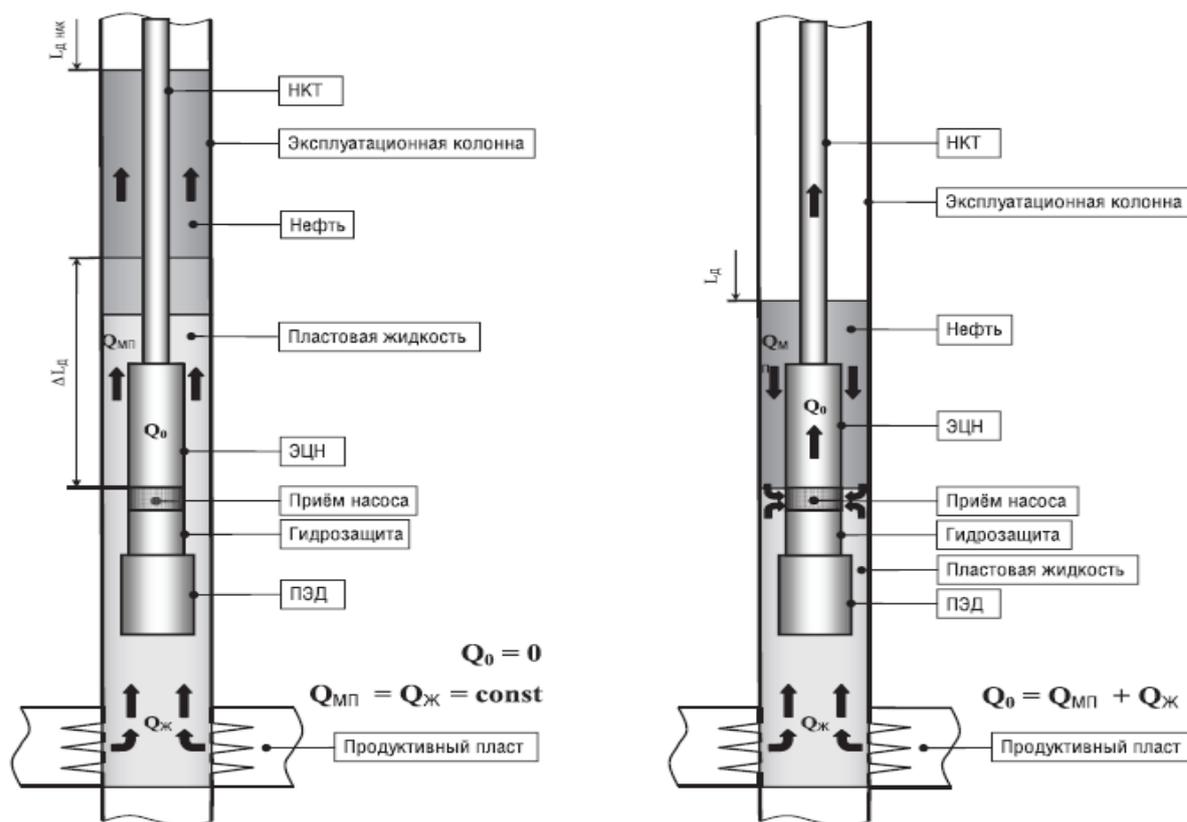


Рисунок 10 - Накопление и откачка жидкости при кратковременной - периодической эксплуатации

В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ (КВ = 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:

$Q=30$ м³/сут - дебит скважины,

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

$h=1000$ м - высота статического столба жидкости над приемом насоса,

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

$P_{\text{у}}=10$ кгс/см² ≈ 100 м - давление в выкидной линии устья скважины,

$P_{\text{м}}=0$ кгс/см² - давление в межтрубном пространстве скважины,

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

$d_{\text{НКТ}}=123.7$ мм - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

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

$S=\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - D_{\text{к}}^2) / 4 = 0,0078$ м² - площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины.

Примеры расчетов:

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

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м³/сут является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме:

$Q_{\text{опт}}=37$ м³/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

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

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

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

$P_{\text{ном}}=16$ 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:

$Q_0=30$ м³/сут. - подача ЭЦН в рабочем режиме,

$H_0=1250$ м - напор ЭЦН в рабочем режиме,

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

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0.35} = 12,18 \text{ [кВт]}. \quad (21)$$

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

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

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

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

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{ном}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{ном}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{нд})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 52,5 \text{ [н} \cdot \text{м]}, \quad (22)$$

где $n=3000$ 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

$$v_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad (23)$$

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

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 \text{ [кВт]}. \quad (24)$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$E_{уд} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad (25)$$

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:

$Q_{\text{опт}}=26$ м³/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

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

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

$N_{\text{опт}}=12$ 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:

$Q_{\text{опт}}=30$ м³/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

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

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

$N_{\text{опт}}=15,8$ 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:

$Q_0=30$ м³/сут. - подача насоса в рабочем режиме,

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

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

$N_0=15,7$ 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

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1200}{8800 \cdot 0.25} = 16,4 \text{ [кВт]}. \quad (26)$$

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:

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

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

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

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{ном}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{ном}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{нд})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 105 \text{ [Н} \cdot \text{м]}. \quad (27)$$

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

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot s} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad (28)$$

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

Общая мощность, потребляемая установкой, составит

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{16,4}{0,835} = 19,64 \text{ [кВт]}. \quad (29)$$

Удельный расход электроэнергии равен

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

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,

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

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

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

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

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 28 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 91,9 \text{ [н} \cdot \text{м]}. \quad (31)$$

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

$Q_0=52 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в рабочем режиме,

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

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

$N_0=18,18 \text{ кВт}$ - 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

$$K = \frac{Q_0}{Q} = \frac{52}{30} = 1,7. \quad (32)$$

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

$$\phi = \frac{Q_{\text{ПЕР}}}{Q}, \quad (33)$$

где $Q_{\text{ПЕР}}$ - дебит при периодической эксплуатации скважины в $\text{м}^3/\text{сут}$.

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

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0.0078 \cdot (1 - 0.9)}{30} = 2,5 \text{ [ч]}. \quad (34)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле

$$t_{OT} = \frac{t_{HK} \cdot \varphi}{K - \varphi} = \frac{2,5 \cdot 0,9}{1,9 - 0,9} = 2,25 \text{ [час]}. \quad (35)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит

$$T = t_{HK} + t_{OT} = 2,5 + 2,25 = 4,75 \text{ [час]}. \quad (36)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{OT}}{T} \cdot 100 = \frac{2,25}{4,75} \cdot 100 = 47,4 \text{ [%]}. \quad (37)$$

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

$$v_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{52}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 4,63 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad (38)$$

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

Мгновенная мощность, потребляемая установкой

$$P = \frac{N_0}{\eta_{нд}} = \frac{18,18}{0,825} = 22,04 \text{ [кВт]}. \quad (39)$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{от}}{T} = \frac{22,04 \cdot 2,25}{4,75} = 10,44 \text{ [кВт]}. \quad (40)$$

Удельный расход электроэнергии равен

$$P_{уд} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \phi \cdot H_H} = \frac{10,44 \cdot 24}{30 \cdot 0,9 \cdot 1,2} = 7,73 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad (41)$$

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 воздействующих 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

$$Q_{опт} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3/\text{сут]}. \quad (42)$$

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 $H_{опт}=1320$ 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:

$Q_{опт}=173$ м³/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

$$M = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - \varepsilon_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0.03)} = 105 \text{ [н} \cdot \text{м]}. \quad (43)$$

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

$$K = \frac{Q_{\text{ОПТ}}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77. \quad (44)$$

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

$$t_{\text{НК}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \varphi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0.0078 \cdot (1 - 0.99)}{30} = 0.25 [\text{ч}] \approx [\text{мин}]. \quad (45)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна

$$t_{\text{ОТ}} = \frac{t_{\text{НК}} \cdot \varphi}{K - \varphi} = \frac{15 \cdot 0.99}{7 - 0.99} = 2.5 [\text{мин}]. \quad (46)$$

Период эксплуатации скважины составит

$$T = t_{\text{НК}} + t_{\text{ОТ}} = 15 + 2.5 = 17.5 [\text{мин}]. \quad (47)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна

$$k = \frac{t_{\text{ОТ}}}{T} \cdot 100 = \frac{2.5}{17.5} \cdot 100 = 14.3 [\%]. \quad (48)$$

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

$$v_c = \frac{Q_{\text{ОПТ}}}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 15.4 \left[\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right], \quad (49)$$

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

$$P = \frac{N_{\text{ОПТ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} = \frac{39.3}{0.855} = 45.97 [\text{кВт}]. \quad (50)$$

Средняя потребляемая мощность

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ [кВт]}. \quad (51)$$

Удельный расход электроэнергии будет равен

$$P_{\text{уд}} = \frac{\bar{P} \cdot 24}{Q \cdot \phi \cdot H_{\text{н}}} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right]. \quad (52)$$

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, 26]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Романов Александр Геннадьевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.04.01

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет удельных затрат на электроэнергию, при периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса
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 периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса и после.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии периодической эксплуатации скважин	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 ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Романов Александр Геннадьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

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.

Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной - периодической эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление.

Цель

Рассчитать экономическую эффективность внедрения периодической эксплуатации скважин, а также рассчитать заработную плату и экономическую эффективность после смены УЭЦН5-45-1800 на УЭЦН5-60-1800.

4.1 Шингинское месторождение

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 5. Во втором случае скважины с номинальным дебитом $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$ будут рассматриваться с внедрением метода КПЭС, остальные два типоразмера (45 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 5 - Результаты непрерывной эксплуатации Шингинского месторождения (первый случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
Номинал, $\text{м}^3/\text{сут}$	45	50	80	100	124	

Диапазон подач, м ³ /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 _{расч} , кВт*сут	488,4	543,1	792,5	919,0	1125,1	
W _{факт} , кВт*сут	181,0	258,0	185,4	195,5	116,8	
Сумма W _{факт} , кВт*сут	4525	10320	5562	4887,5	1401,6	
q _{расч} , м ³ /сут	35,0	50,0	80,0	100,0	124,0	
q _{факт} , м ³ /сут на 1 скважину	35,0	50,0	18,7	21,3	12,9	
Сумма q _{факт} , м ³ /сут	875,0	2000,0	561	532,5	154,8	4123,3
W/ q _{факт} , кВт/м ³	5,17	5,16	9,91	9,18	9,05	
W/ q _{факт} , руб/м ³	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 6 - Результаты непрерывной и периодической эксплуатации Шингинского месторождения (второй случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
	45	50	80	100	124	
Номинал, м ³ /сут	45	50	80	100	124	
Диапазон подач, м ³ /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} , м ³ /сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
q _{факт} , м ³ /сут на 1 скважину	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
Сумма q _{факт} , м ³ /сут	875,0	2000,0	444,6	492,2	478,8	4290,6
W/ q _{факт} , кВт/м ³	5,17	5,16	5,19	5,24	5,25	
W/ q _{факт} , руб/м ³	11,22	11,2	11,26	11,37	11,4	
ΔW/ q _{факт} , руб/м ³	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.

4.2 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 7). Одноставочный тариф на электроэнергию в г. Ханты – Мансийске составляет 1,86 руб/кВт*час (с учетом НДС).

Таблица 7 - Работа скважин в режиме кратковременной - периодической эксплуатации

№ скважины	Время работы, ч	Q _ж , м ³ /сут	Потребление электроэнергии, кВт·ч	Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/м ³	Время работы, ч	Q _ж , м ³ /сут	Потребление электроэнергии, кВт·ч	Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/м ³
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 потребление	1193				759			

е электроэне ргии, рублей в сутки		
---	--	--

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 значительные 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.

4.3 Организация проведения работ по спуску УЭЦН

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника УПА – 60.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10 часов.
2. Подъем оборудования из скважины 30 часов.
3. Монтаж нового оборудования от 5 часов.
4. Спуск смонтированного оборудования 36 часов.

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 тн раствора, для доставки которого используется цистерна АКН - 10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж УПА – 60.
2. Демонтаж фонтанной арматуры и подрыв планшайбы.
3. Подъем НКТ с помощью подъемника УПА – 60, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника УПА – 60. Продолжительность работ 30 часов.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж нового оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады. Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевого арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кгс/см². После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа. Общее время перевода 81 час.

Среднесуточный дебит скважин до и после проведения мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800: $Q_1=44,1$ т/сут. и после проведения $Q_2=60,3$ т/сут.

4.4 Расчет параметров экономической эффективности

Расчет прироста добычи нефти. Объем добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_{\text{Э}} * K_U,$$

где T_k – календарный фонд времени соответственного месяца, суток.

q – Среднесуточный дебит скважины, т/сут.

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин.

K_U – коэффициент изменения дебита скважин

Определяем объем добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q_1 * T_k * K_{\text{Э}} * K_U = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N,$$

где N – число скважин

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = q_1 * T_K^{1.} * K_э * K_U$$

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_{11} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N$$

$$Q_{11} = 19335,6 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1$$

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

4.5 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_{1.3} * Q_1 = 9 * 13235,4 = 119118,6 \text{ руб.},$$

где $C_{1.3}$ - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{1.4} * Q_1 = 3,48 * 13235,4 = 46059,3 \text{ руб.},$$

где $C_{1.4}$ – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_{1.5} * Q_1 = 51,6 * 13235,4 = 682946,7 \text{ руб.},$$

где $C_{1.5}$ – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_{1.8} * Q_1 = 135,3 * 13235,4 = 1790749,5 \text{ руб.},$$

где $C_{1.8}$ – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{1.9} * Q_1 = 6,9 * 13235,4 = 91324,2 \text{ руб.},$$

где $C_{1.9}$ – цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{1.10} * Q_1 = 118,5 * 13235,4 = 1568394,9 \text{ руб.},$$

где $C_{1.10}$ – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C_{1.3} * Q_1$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = C_{1.4} * Q_1$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = C_{1.5} * Q_1$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = C_{1.8} * Q_1$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = C_{1.9} * Q_1$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = C_{1.10} * Q_1$$

Определяем условно-постоянные затраты на тонну нефти после проведения мероприятия

$$C_{1.3} = \frac{C_{2.3}}{Q_{11}} = \frac{119118,6}{19335,6} = 6,16 \text{ руб.}$$

$$C_{1.14} = \frac{C_{2.4}}{Q_{11}} = \frac{46059,3}{19335,6} = 2,37 \text{ руб.}$$

$$C_{1.15} = \frac{C_{2.5}}{Q_{11}} = \frac{682946,7}{19335,6} = 35,4 \text{ руб.}$$

$$C_{1.18} = \frac{C_{2.8}}{Q_{11}} = \frac{1790749,5}{19335,6} = 92,7 \text{ руб.}$$

$$C_{1.19} = \frac{C_{2.9}}{Q_{11}} = \frac{91324,2}{19335,6} = 4,71 \text{ руб.}$$

$$C_{1.10} = \frac{C_{2.10}}{Q_{11}} = \frac{1568394,9}{19335,6} = 81,1 \text{ руб.}$$

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_{1.1} * Q_1 = 4,83 * 13235,4 = 63926,7 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_{2.1} * Q_{11} = 4,83 * 19335,6 = 93390,9 \text{ руб.},$$

где $C_{1.1}$ - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_{1.2} * Q_1 = 49,2 * 13235,4 = 65118,8 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_{2.2} * Q_{11} = 49,2 * 19335,6 = 951311,5 \text{ руб.},$$

где $C_{1.2}$ - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_{1.6} * Q_1 = 0,6 * 13235,4 = 7941,3 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{2.6} * Q_{11} = 0,6 * 19335,6 = 11601,4 \text{ руб.},$$

где $C_{1.6}$ - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{1.7} * Q_1 = 2,4 * 13235,4 = 31764,9 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{2.7} * Q_{11} = 2,4 * 19335,6 = 46405,4 \text{ руб.},$$

где $C_{1.7}$ - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{1.11} * Q_1 = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{2.11} * Q_{11} = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.},$$

где $C_{1.11}$ - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн	Всего, руб.	на 1 тн	
1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	63926,7	4,83	93390,9	4,83	
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	651181,8	49,2	951311,5	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	119118,6	9	119118,6	6,16	-2,84
4. На социальные нужды	46059,3	3,48	46059,3	2,37	-1,11
5. На амортизацию скважин	682946,7	51,6	682946,7	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	7941,3	0,6	11601,4	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	31764,9	2,4	46405,4	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5	135,3	1790749,5	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	91324,2	6,9	91324,2	4,71	-2,19
10. Общепроизводственные расходы	1568394,9	118,5	1568394,9	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	1179274,2	89,1	1722801,9	89,1	
ИТОГО:	6232682,1	470,91	7124104,3	368,57	-102,34

4.6 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Таблица 9 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стropальщик	1	6	8	84,56	388,48
8. Стropальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО:	10				20769,82

Заработную плату определяем по формуле:

$$Z_p = Ч * Т * C_2$$

где Ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

Т - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.

C₂ – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p * H_{пр}}{100}$$

где $H_{пр}$ – размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_p \text{ мастера ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ мастера ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 8 разряд} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 6 разряд} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора глушения скважин} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ДНГ} = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 6 разряд} = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 5 разряд} = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ электромонтажник} = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ слесарь КИПиА} = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\Sigma D_p = 9838,47 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$Z_{рас} = \Sigma Z_p + \Sigma D_p$$

$$Z_{рас} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{p.k.} = Z_{рас} * K_p$$

$$Z_{p.k.} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.}$$

где K_p – районный коэффициент к зарплате

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$D_{сев} = \frac{Z_{рас} * q}{100} = \frac{3068,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.}$$

где q – размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{общ.осн} = (Z_{p.k.} + D_{сев}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп} = \frac{Z_{общ.осн} * D}{100} = \frac{61216,59 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.}$$

где $Z_{общ.осн}$ – основная заработная плата, руб.

D – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона).

Расчёт отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$O_{сн} = \frac{(Z_{общ.осн} + Z_{доп}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12 \text{ руб.}$$

где O – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % ($O = 30\%$).

Расчёт стоимости материалов.

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_M = C_M * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.}$$

где C_M – цена материала, руб.

M – количество материала, расход на проведение мероприятия

N – число скважин

Таблица 10 - Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
ИТОГО:					3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле

$$C_{э/э} = H_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.}$$

где $H_{э/э}$ – норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч

T_p – время проведения мероприятия, час.

N – число скважин

Расчёт амортизации основных производственных фондов.

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_r = \frac{C_n * n * H_a}{100}$$

где $C_{п}$ – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

N_a – годовая норма амортизации оборудования, %

n – число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 11 – Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.оборуд.	всего		
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 м ³	1	10200	10200	11,2	1142,4
3. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5.Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_m = \sum A_{г} * \frac{T_p}{T_k}$$

$$A_m = \sum A_{г} * T_p / T_k$$

где T_k – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

$$T_k = 365 * 24 = 8760 \text{ час.}$$

T_p – время проведения мероприятия

$$A_m = \frac{60749,83}{8760} = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

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

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

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

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Стоимость используемого оборудования

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

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

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = \frac{Z_{\text{пр.}} * P_{\text{р}}}{100}$$

где $P_{\text{р}}$ – размер прочих расходов от прямых затрат, $P_{\text{р}} = 5\%$

$Z_{\text{пр.}}$ – сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{пр.}} = Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}} + O_{\text{с.н.}} + C_{\text{э/э}} + C_{\text{м}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл.}}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр.}} &= 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 104,2253 \\ &= 102716,68 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$C_{\text{пр.}} = \frac{102716,68 * 5}{100} = 5135,83 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * C_{\text{р}} / 100$$

где $C_{\text{р}}$ – размер цеховых расходов в % от прямых затрат $C_{\text{р}} = 14\%$

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 * 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия.

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{\text{см.}} = Z_{\text{пр.}} + C_{\text{пр.}} + C_{\text{цех.}} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 13 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
-----------------	-------------

1. Основная заработная плата	61216,59
2. Дополнительная заработная плата	6733,82
3. Отчисления на соц.нужды	20385,12
4. Материалы	3000
5. Электроэнергия	396,9
6. Амортизация основных фондов	561,72
7. Услуги	10422,53
8. Всего прямых затрат	102716,68
9. Прочие расходы в % от прямых затрат (5%)	5135,83
10. Цеховые расходы	14380,34
ИТОГО затрат	122232,85

4.7 Расчёт годового экономического эффекта

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн. нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2) * Q_{11}$$

где C_1 – себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.

C_2 – себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(C_{r2} + \mathcal{Z}_{c.m.})}{Q_{11}}$$

где C_{r2} – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

$Z_{с.м.}$ – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(7124104,3 + 122232,85)}{19335,6} = 374,76 \text{ руб./т}$$

$$\Delta Z_{г} = (470,91 - 374,76) * 19335,6 = 1859117,94 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономии, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta Z_{уд.г} = \frac{\Delta Z_{г}}{Q_{11}} = (C_1 - C_2) = (470,91 - 374,86) = 96,05 \text{ руб./т}$$

4.8 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН определяется по формуле:

$$\Delta П = П_2 - П_1$$

где $П_2$ и $П_1$ – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$П_1 = (Ц - C_1) * Q_1$$

$$П_1 = (1700 - 470,90) * 13235,4 = 16267497,8 \text{ руб.}$$

$$П_2 = (Ц - C_2) * Q_{11}$$

$$П_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 25622376,98 \text{ руб.}$$

$$\Delta П = 25622376,98 - 16267497,8 = 9354879,18 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta П_{уд.} = \frac{\Delta П}{Q_{11}} = \frac{9354879,18}{19335,6} = 483,85 \text{ руб./т}$$

4.9 Техничко-экономические показатели

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 14.

Таблица 14 – Изменения технико-экономических показателей

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	44,1	60,3	+16,2
2. Годовой объём добычи нефти	тн	13235,4	19335,6	+6100,2
3. Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	6232682,1	7124104,3	+891422,2
4. Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	374,76	-96,15
5. Условно годовая экономия	руб.		1859117,94	
6. Прирост прибыли	руб.		9354879,18	

Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

1. В результате перевода скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит нефти увеличился на 16,2 т. в сутки, что составляет 6100,2 т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 96,15 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 1859117,94 руб., что дает прирост прибыли 9354879,18 руб./год. Следовательно, перевод скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-

60-1800 является экономически эффективным мероприятием при использовании его в периодической эксплуатации.

2. 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.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б53Т		Романов Александр Геннадьевич	
Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01
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. Разработать превентивные меры по предупреждению ЧС. 3. Разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.	
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:		1. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. 2. Правила устройств электроустановок. 3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.	

--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Романов Александр Геннадьевич		

5 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, 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 15 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.2. Неудовлетворительные метеорологические условия.3. Повышенный уровень шума и вибрации.4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение.	<ol style="list-style-type: none">1. Поражение электрическим током.2. Пожароопасность.3. Взрывоопасность.4. Давление в системах работающих механизмов.	<ol style="list-style-type: none">1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества».2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность».3. СНиП 2.09.04.874. 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:

1) 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.

2) 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 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. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной 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.

Таблица 16 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

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

Устья нефтяных скважин, 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 предназначаются 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, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий:

- 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 $0,4A \cdot \text{мин}$.

- 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 17).

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 17 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	По ПБ 08-624-03	
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	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
				2	
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	

Таблица 18 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

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

				Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
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 оборудованию в рабочем состоянии:

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

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 газонефтепроводах.
- 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

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовых площадках месторождения:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

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

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

- Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.
- В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.
- При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.
- Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.
- При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.
- Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с:

- Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности - № ПБ 08-624-03, введенные в действие постановлением Госгортехнадзора № 56 от 05.06.2003 года.
- Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) – утверждено Министерством энергетики Российской Федерации приказом № 204 от 8 июля 2002 года, дата введения 01.01.2003 года.
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей– утверждено приказом Министерства энергетики Российской Федерации приказом № 6 от 13.01.2003 года, введено в действие с 01.07.2003 года.
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей – ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, утверждены постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 05.01.2001г № 3 и приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 27.12.2000 года № 163., введено в действие 01.07.2001 года.

Работы с установками электроцентробежного насоса проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна

превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведя анализ фонда установок электрического центробежного насоса работающих в режиме кратковременной 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 кратковременной 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 Западной Сибири в настоящее время до трети всех скважин может эксплуатироваться методом кратковременной эксплуатации.

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 «Механизованная добыча 2009», Москва
3. Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизованная 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 «Гипрвостокнефть». - 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». – Москв а: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
10. Доклад научной конференции НИИ ТПУ. Определение эффективности периодической эксплуатации малодобитного 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. 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.

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

25. Анализ достоинств и недостатков известных сепараторов. выбор наиболее работоспособного сепаратора для Ванкорского месторождения Ледков А.О. Научный руководитель – Кондрашов П.М. Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск

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

27. Агеев Ш.Р., Дружинин Е.Ю. Направления повышения технического уровня ступеней ОАО «АЛНАС». Доклад на XII Всероссийской технической конференции «Производство и эксплуатация УЭЦН». Альметьевск, 2004.

28. 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.

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

30. 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.

31. 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.

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

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);