

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 __ Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) __ Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

УДК 622.276.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.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	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Дудину Евгению Юрьевичу

Тема работы:

Выбор и обоснование оптимальных показателей работы установок электроцентробежного насоса, в режиме периодической эксплуатации на месторождениях России	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1643/с от 01.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является установка электрического центробежного насоса в периодической эксплуатации. Технологическая схема установки электроцентробежного насоса, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение Использование периодической эксплуатации скважин на месторождениях России Сущность периодической эксплуатации скважин Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин Осложнения при периодической эксплуатации скважин Комплексная технология оборудования добывающих скважин и профилактика выноса механических примесей Анализ отложений в узлах глубинно - насосного оборудования Методы борьбы с негативным влиянием механических примесей Химические методы борьбы с механическими примесями Задержание песка в скважинах фильтрами, устанавливаемыми на приёме установки электрического центробежного насоса Анализ достоинств и недостатков известных конструкций фильтров Станции управления с преобразователем частоты в составе установки электрического центробежного насоса Технология кратковременной - периодической эксплуатации Выводы и обоснования задач анализа Финансовый менеджмент Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Английская часть	Доцент, к.п.н. Гутарева Надежда Юрьевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Консультант

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 страниц, в том числе 10 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 18 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, периодическая эксплуатация, установка электрического центробежного насоса.

Объектом исследования являются скважины, работающие в периодическом режиме.

Цель работы – анализ эффективности применения периодической эксплуатации скважин 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 и 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

МДС – малодебитные скважины

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 групповая 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

ВНР - водонефтяного раздела

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ	13
1.1 Сущность периодической эксплуатации скважин	13
1.2 Условие необходимости использования периодической эксплуатации скважин	14
1.3 Современный опыт применения периодической эксплуатации скважин	18
1.4 Осложнения при периодической эксплуатации скважин	28
1.5 Классификация нерентабельных (малодебитных) скважин	30
1.6 Распределение фонда малодебитных скважин по причинам нерентабельности	33
1.7 Критерии определения нерентабельного фонда скважин	37
2 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН	39
2.1 Особенности периодической эксплуатации обводненных скважин	39
2.2 Расчет технологических параметров процесса периодической откачки	44
2.3 Раздельная откачка воды и нефти при периодической работе насоса	51
2.4 Целесообразность ночной откачки в условиях дифференцированных тарифов на электроэнергию	56
2.5 Корректировка режимных параметров перед анализом	62
3 ВЫВОДЫ И ОБОСНОВАНИЯ ЗАДАЧ АНАЛИЗА	69
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	73
4.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН	77
4.2 Расчет параметров экономической эффективности	78
4.3 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат	80
4.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия	84
4.5 Расчёт годового экономического эффекта	91
4.6 Расчёт прироста прибыли	92
4.7 Техничко-экономические показатели	92
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	97
5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	97
5.2 Экологическая безопасность	108
5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду	109
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
5.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций	110
5.3.2 Чрезвычайная ситуация техногенного характера – авария с открытым фонтанированием нефтесодержащих жидкостей и газа	112
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	116

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117
Приложение I.....	119

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтедобывающей отрасли промышленности в России и в мире характеризуется объективной тенденцией роста числа малодебитных скважин (с дебитом до 5 м³/сут), что обусловлено переходом основных нефтяных месторождений на поздние и завершающие стадии разработки, с введением в эксплуатацию относительно мелких залежей с низкими коллекторскими свойствами, с трудноизвлекаемыми и высоковязкими нефтями. Так, в ОАО «Татнефть» доля малодебитных скважин превысила 50% эксплуатационного фонда, малодебитными скважинами добывается более 30% всей добычи нефти. Эксплуатация МДС осложнена целым рядом факторов, таких как - отложение промыслового парафина, смол, асфальтенов, высокая обводненность нефти, сложность согласования притока и отбора продукции, необходимость проведения мероприятий по стимуляции притока, оптимизации работы ГНО, решение вопросов коррозии и подготовки продукции. Все это в комплексе обуславливает сравнительно большие эксплуатационные затраты на содержание фонда МДС в работоспособном состоянии, а малые величины дебетов нефти обуславливают актуальность вопроса повышения эффективности эксплуатации данных объектов и обеспечения рентабельности добычи нефти.

Впервые вопросы эксплуатации малодебитных скважин были освещены М.А. Гейманом более семидесяти лет назад (1942 г.). За последующие годы многие вопросы рациональной эксплуатации МДС получили дальнейшее развитие. Это работы А.С. Вирновского, А.Н. Адонина, И.Т. Мищенко, В.И. Грайфера, К.Р. Уразакова, М.Д. Валеева, В.М. Валовского, К.А. Карапетова, Ю.А. Балакирова, В.С. Кроля, Р.А. МаксUTOва, Р.Л. Кучумова, А.М. Пирвердяна и др. отечественных и зарубежных ученых нефтяников. Вместе с тем, актуальные вопросы оптимизации периодической эксплуатации, разработки и совершенствования способов стимуляции работы ГНО оборудования и притока флюидов к забоям МДС, развития методических вопросов технологии подготовки продукции скважин, отдельной откачки нефти и воды при периодической работе насоса остаются

малоосвещенными. Именно этим важным научно-техническим аспектам повышения эффективности эксплуатации малодебитных скважин посвящена данная диссертация.

В диссертации решены следующие основные задачи:

Исследование и обоснование режимов эксплуатации МДС при переводе на периодическую эксплуатацию.

Обоснование рациональных дебитов и оптимизация режимов откачки, обеспечивающих снижение обводненности продукции скважин, эксплуатирующийся в периодическом режиме. Выявление условий раздельной последовательной откачки нефти и воды с учетом гравитационной сегрегации флюидов в скважине и пласте.

Уточнение методики расчета параметров периодической откачки продукции малодебитных скважин.

Совершенствование техники и технологии добычи нефти из МДС на основе новых технических решений.

В результате исследований установлено, что в условиях активного проявления гравитационной сегрегации в пластах с маловязкими нефтями на поздней стадии разработки снижение темпов отбора жидкости приводит к снижению обводненности продукции скважин. Предложены уточненные зависимости времени накопления и откачки скважинной жидкости в периодическом режиме эксплуатации от дебита скважины, объема ствола, радиуса контура питания и радиуса скважины с учетом коэффициента пьезопроводности пласта. Получена зависимость положения водонефтяного раздела в полости ствола скважины от динамического уровня в момент остановки насоса при периодической откачке, обводненности и, соотношений положения подвески насоса и кровли пласта, геометрических размеров колонны и подъемных труб. По разработанной методике для геолого-технических условий нефтяных месторождений НГДУ «Бавлынефть» оптимизированы режимные параметры периодически работающих скважин (дебит, максимальное погружение насоса, статические и динамические уровни, затрубные давления). Сформулированы критерии и разработаны методические приемы

рационального выбора скважин для перевода их в периодический режим эксплуатации. На этой основе разработана методика оптимальной эксплуатации периодических скважин с учетом значительной экономии энергоресурсов. Разработаны технологические и технические решения в области эксплуатации нефтескважин, позволяющие повысить их продуктивность, снизить затраты энергетических и материальных ресурсов, оптимизировать проведение стимулирующих приток нефти физико-химических методов воздействия на пласт, увеличить МРП, снизить вероятность образования в стволе высоковязких эмульсий, отложений промыслового парафина, улучшить реологические свойства нефти.

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°C.

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

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

Как говорилось ранее, при кратковременной - периодической эксплуатации скважин существенно увеличивается МРП, это происходит благодаря наличию

возможности осуществлять «мягкий» безударный пуск при помощи преобразователей частоты (ПЧ), входящих в состав станций управления (СУ) УЭЦН [4].

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

Существенно, что при уменьшении габаритов ПЭД и ЭЦН, уменьшается время и повышается качество монтажа УЭЦН на скважинах, что дополнительно сокращает затраты. Установки малой длины накладывают менее жесткие требования к кривизне стволов скважин, а это особенно важно в условиях интенсификации добычи нефти.

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

Таблица 1 - Технические характеристики электрического центробежного насоса среднедебитного диапазона

№ п/п	Тип ЭЦН	Длина (м)	Q _{опт} (м³/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, 96n Славянского месторождений.

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

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

Скважина № 136 Мармовичского месторождения, скважина горизонтальная ($P_{\text{нас}}=7.74$ МПа, ГФ-67.3м³/м³), оборудована насосом ЭЦН-40-2250, двигатель – ПВЭДН 63-81, глубина спуска 2596м (20.02.2012г). Переведена на технологию КПЭС 01.06.2012г. Частота тока 110Гц, запуск и остановка скважины производится по давлению на приеме равному 35-42 атмосфер (рисунок 1), динамический уровень 2150 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 9,1 м³/сут, по нефти – 7,77 т/сут, обводненность 10%, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы - 232 т.

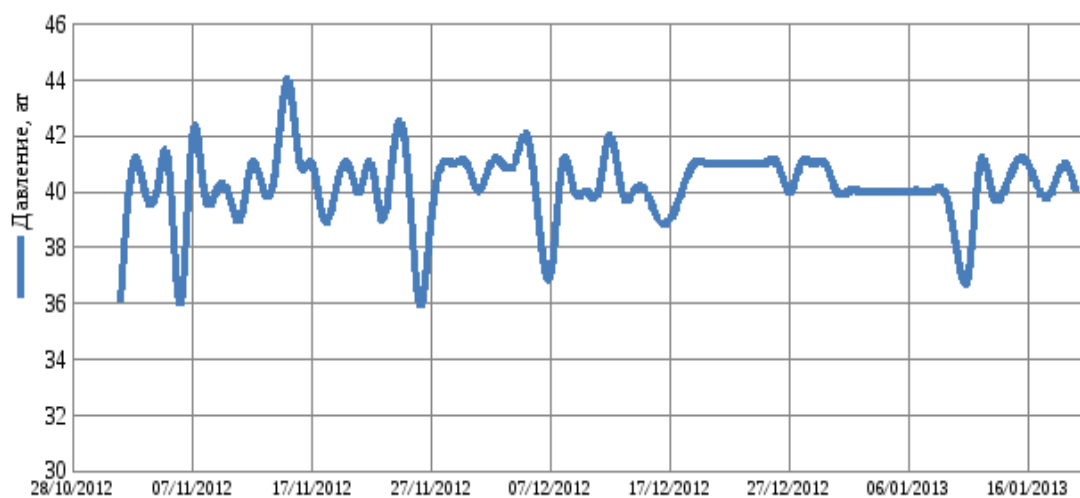


Рисунок 1 - Давление на приеме скважины №136 Мармовичского месторождения

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, Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», КВЧ имел значения 400 – 600 мг/л. Скважина имела средний МРП 45 суток. После внедрения КПЭС скважина отработала 832 суток, т.е. МРП был увеличен в 18,5 раз. Кроме того, был увеличен дебит скважины и сокращен удельный расход электроэнергии. На примере данной скважины было продемонстрировано еще одно уникальное достоинство КПЭС: возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами, в 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., что соответствует диапазону дебитов для КПЭС. При ОПР

на скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть» были получены очень хорошие результаты (таблица 4).

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

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

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

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

Опыт применения периодической эксплуатации в Сибири

Южно-Приобское месторождение нефти и газа характеризуется большим количеством осложнений, среди которых выделяются: большая глубина залегания продуктивного пласта, многопластовое строение залежи со сложным геологическим профилем, низкая проницаемость коллектора и его неоднородность, слабое влияние системы ППД, вынос механических примесей с высокой твердостью частиц и слабый приток жидкости. Добыча в подобных условиях существенно снижает

эксплуатационную надежность и экономическую эффективность работы стандартного ГНО и вызывает необходимость поиска альтернативных путей добычи нефти. Компания «Борец» вошла в проект по разработке Южно - Приобского месторождения в числе последних, и ей достался самый сложный в эксплуатации фонд – скважины, где осложнения сильно затрудняют работу ЭЦН. Для испытания на скважинах «Газпромнефть - Хантоса», оборудованных УЭЦН, был выбран метод КПЭС. Данный метод был опробован на скважинах с малым МРП, скважинах часто ремонтируемого и бездействующего фонда. Внедрение начато в июле 2010 года. [9]

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

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

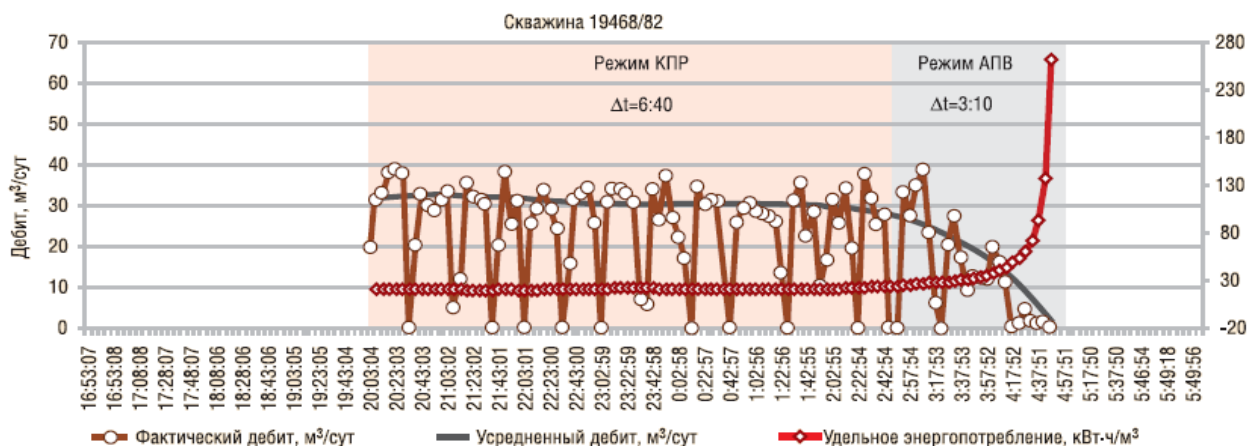


Рисунок 2 - Алгоритм работы установки электрического центробежного насоса в режиме кратковременной - периодической эксплуатации

После запуска установки в режиме КПА 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 КПА 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 малодебитного фонда. В этот период для подъема жидкости в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 35 м³.

Причина роста малодебитного фонда – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В данный период наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малодебитных скважин уже на стадии освоения. В 2011 году доля типоразмера ЭЦН-35-2000 достигла уже четверти фонда скважин. Этому способствовало усиление темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после ГРП.

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

Для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты:

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

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

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

Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее $25 \text{ м}^3/\text{сут.}$ 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 $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ изначально в режиме КПЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 – $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ 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.

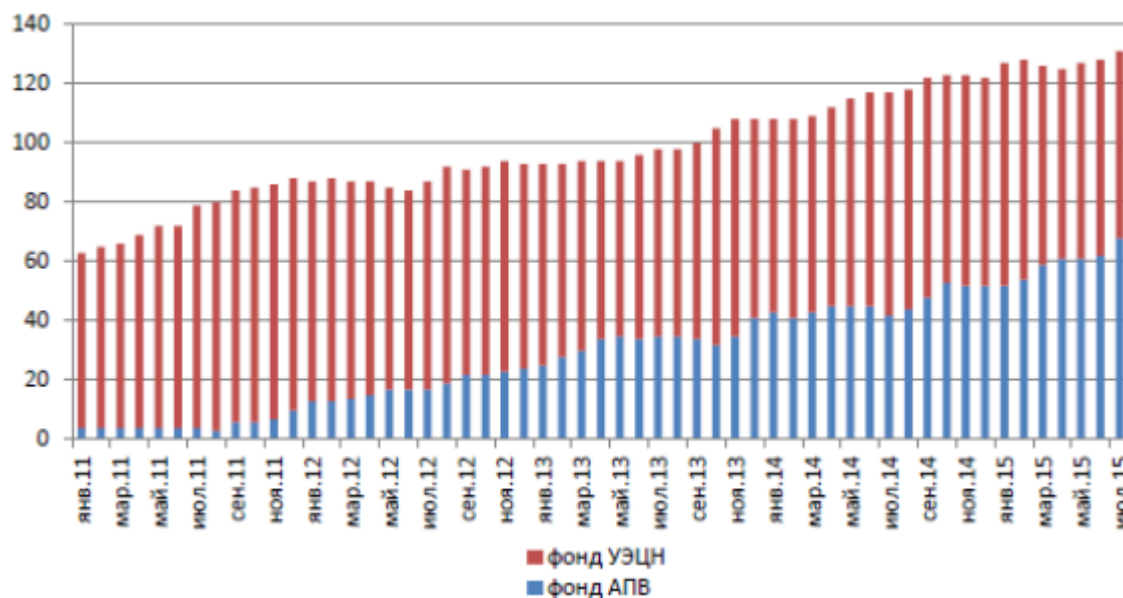


Рисунок 4 - Динамика фонда скважин Шингинского месторождения
2011 - 2015 годов

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: увеличались 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».

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.

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.

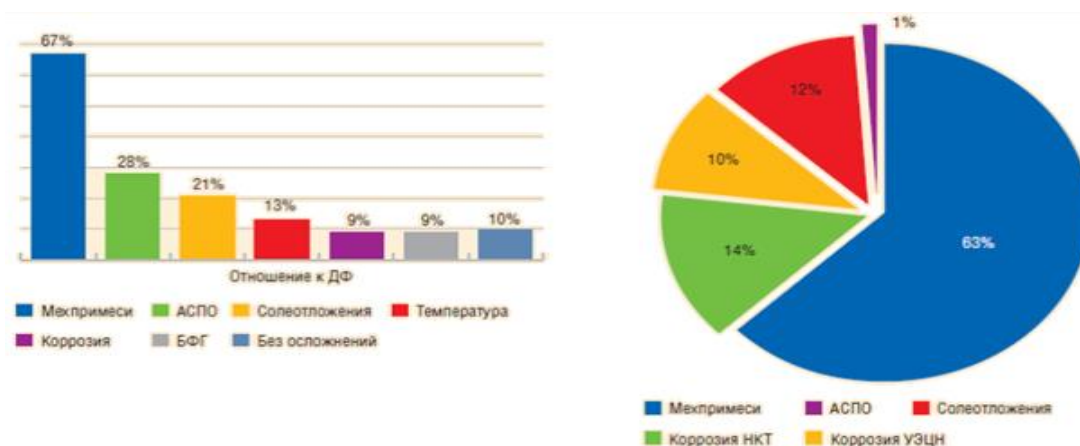


Рисунок 5 - Структура осложнённого фонда и причины отказов установок электрического центробежного насоса большинства добывающих скважин ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» за 2010г.



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, 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 коррозияруют. 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.

1.5 Классификация нерентабельных (малодебитных) скважин

Рассмотрение всей совокупности скважин, именуемых нерентабельными (или малодебитными) позволяет установить, что это довольно неоднородная совокупность скважин, различающихся причинами нерентабельности. В

соответствии с этими причинами нерентабельные скважины можно подразделить на следующие группы:

1) Скважины с малым дебитом по нефти и малой обводненностью, которые состоят из четырех подгрупп:

а) малый дебит обусловлен плохой коллекторской характеристикой пласта в зоне дренирования скважины;

б) малый дебит обусловлен ухудшением проницаемости призабойной зоны (наличием скин-эффекта), при условии, что коллекторские свойства остальной части пласта достаточно высокие;

в) скважины с подошвенной водой, которые нельзя эксплуатировать при высоких депрессиях из-за резкого роста обводненности продукции;

г) скважины, низкий дебит которых связан с падением пластового давления. Для нашего района это может иметь место для скважин, вскрывших изолированные линзы и не испытывающих влияния закачки, и для залежей, разрабатываемых на режиме истощения.

2) Скважины с малым дебитом по нефти и высокой обводненностью, которые делятся на три подгруппы:

а) скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть дренируемых запасов и обводнившиеся естественным образом пластовой или закачиваемой водой;

б) скважины с высоковязкой нефтью. В отличие от подгруппы 2а, скважины этой подгруппы обводняются уже в ранние периоды своей эксплуатации, причем обводнение идет более быстрыми темпами. Процент отбора запасов за безводный период эксплуатации очень незначительный;

в) скважины, эксплуатирующие трещинные коллекторы. Обводнение этой категории скважин происходит также быстро и процент обводненности является высоким.

Ко 2 группе не относятся аварийные случаи, когда скважина обводняется за счет заколонных перетоков чужой водой. Эта категория скважин подлежит капитальному ремонту с последующим возвратом в нормальную эксплуатацию.

Признаки групп 1в, 1г и 2 достаточно очевидны, в то же время различить группы 1а и 1б в ряде случаев можно только по результатам гидродинамических исследований. Очевидно, что каждая выделенная группа скважин требует своего индивидуального подхода. Скважины подгруппы 1а эксплуатируются путем установки малопроизводительного оборудования или периодически. Способов увеличения фильтрационной способности большого объема пласта в настоящее время не известно. Выбор режима эксплуатации определяется либо наличием соответствующего оборудования, либо экономическими соображениями. Скважины подгруппы 1б могут быть переведены в разряд рентабельных путем проведения соответствующих обработок призабойной зоны. Решение о способе обработки должно приниматься по результатам гидродинамического исследования скважины. Решающим здесь может оказаться определение радиуса зоны с ухудшенной проницаемостью, т.к. глубинность выбранного метода ОПЗ должна быть во всяком случае не меньше найденного радиуса. Успешность обработки скважины должна также устанавливаться путем гидродинамического исследования и сопоставления скин-эффекта до и после обработки, а не путем сравнения дебитов. В случае успешной обработки скважины могут быть возвращены в нормальную эксплуатацию. Причиной нерентабельности скважин подгруппы 1в является необходимость подъема большого количества воды при увеличении депрессии на пласт. Эти скважины целесообразно эксплуатировать в периодическом режиме, установив период откачки равным времени подтягивания конуса, а период накопления - равным времени его оседания. Скважины подгруппы 1г обнаруживают себя низкими статическими уровнями и непостоянством газового фактора. Целесообразно организовать поддержание пластового давления, возможно, путем организации перетоков из других высоконапорных пластов. При невозможности это сделать - применить периодическую эксплуатацию. Для скважин подгрупп 2а, 2б и 2в может оказаться целесообразной разработка технологий, позволяющих сократить объем воды, поднимаемой на поверхность. Такие технологии снизят затраты и приведут к переходу этих скважин в число рентабельных. К ним можно отнести:

А) при непрерывном режиме эксплуатации: уменьшение или увеличение отбора жидкости при непрерывном режиме эксплуатации на основе изучения зависимости обводненности продукции от дебита. Для скважин, эксплуатирующих трещинные коллекторы - снижение дебитов. Применение насосов двойного действия, позволяющих закачивать воду, отделяющуюся от нефти в стволе скважины за счет гравитационной сегрегации, без подъема ее на поверхность, в поглощающий или в эксплуатируемый пласт.

Б) при периодическом режиме эксплуатации: использование явления гравитационного разделения жидкостей в пласте и замещения столба воды в простаивающей скважине нефтью. Этот метод требует детального изучения процессов, происходящих в пласте и скважине при бездействии скважины.

Таким образом, можно выделить те категории скважин, которые могут быть переведены в рентабельные путем периодической эксплуатации, а именно: скважины, малый дебит которых обусловлен плохой коллекторской характеристикой пласта; скважины с подошвенной водой; высокообводненные скважины.

1.6 Распределение фонда малодебитных скважин по причинам нерентабельности

Сводные результаты такого распределения приведены в таблицах 5, 6, и 7.

Таблица 5 - Распределение фонда нерентабельных скважин по причинам и по цехам (девон/карбон)

Причины	Цех-1	Цех-2	Цех-3	Цех-4	НГДУ
1а скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта	27/12	14/85		57/1	98/98
1б скважины с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны	9/2	8/53		51/1	68/56
1 в скважины с подошвенной водой	20/2	6/0		5/0	31/2
1 г скважины с низким пластовым давлением	14/17	0/3	11/1	1/0	26/21

2а скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть своих запасов	59/19	3/56	1/72	13/0	76/147
2б скважины с высоковязкой нефтью			2/0		2/0
2в скважины, эксплуатирующие трещинный коллектор	1/15	0/19			1/34
3 аварийные скважины	5/2				5/2
Итого:	135/69	31/216	14/73	127/2	307/360

Таблица 6 - Распределение числа скважин, работающих периодически (числитель-количество периодически работающих скважин, знаменатель-общее число нерентабельных скважин)

Причины	Цех-1	Цех-2	Цех-3	Цех-4	НГДУ
1а скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта	27/39	17/99		26/58	70/196
1б скважины с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны	6/11	12/61		23/52	41/124
1 в скважины с подошвенной водой	8/22	0/6		1/5	9/33
1 г скважины с низким пластовым давлением	16/31	0/3	3/12	1/1	20/47
2а скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть своих запасов	17/78	0/59	3/73	0/13	20/223
2б скважины с высоковязкой нефтью			0/2		0/2
2в скважины, эксплуатирующие трещинный коллектор	10/16	4/19			14/35
3 аварийные скважины	1/7				1/7
Итого:	85/204	33/247	6/87	51/129	175/667

Таблица 7 - Число скважин, работающих периодически, в процентах к общему

Причины	Цех-1	Цех-2	Цех-3	Цех-4	НГДУ
1а скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта	69,2	17,2		44,8	35,7

1 б скважины с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны	54,5	19,7		44,2	33,1
1 в скважины с подошвенной водой	36,4	0		20	27,3
1 г скважины с низким пластовым давлением	51,6	0	25	100	42,5
2а скважины с маловязкой нефтью, отобравшие значительную часть своих запасов	21,8	0	4,1	0	9,0
2б скважины с высоковязкой нефтью			0		0
2в скважины, эксплуатирующие трещинный коллектор	62,5	21,0			40
3 аварийные скважины	14,3				14,3
Итого:	41,6	13,4	6,9	39,5	26,2

Таким образом, каждая четвертая нерентабельная скважина НГДУ работает в периодическом режиме [10]. Процент скважин, являющихся нерентабельными вследствие обводнения, составляет в целом по НГДУ 40%.

Проведенное нами распределение скважин по причинам нерентабельности уже позволяет дать рекомендации по некоторым категориям. Например, все скважины, попавшие в категорию 1б (с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны) должны быть включены в план мероприятий на ОПЗ. Однако скважины категории 1а (с плохой коллекторской характеристикой пласта) должны быть исключены из планов проведения ОПЗ. Например, для цеха 2 скважины 66ж, 435, 635, 1125, 1126, 1144, 2538, 2723, 2724, 3321, 3326., так как ОПЗ не может охватить весь пласт, эффекта не должно быть. Распределение времени работы периодически эксплуатирующихся скважин представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Количество скважин, имеющих время работы в указанных интервалах

Цеха	Время работы, от-до, час.										
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	Итого
1		7	8	20	13	30		6	1		85
2	1			3		29					33
3				5		1					6

4		19	9	6	4	7	1	3	1	1	51
Всего	1	26	17	34	17	67	1	9	2	1	175

Из данных таблицы видно, что в цехах 2 и 3 все 100% скважин работают в ночном режиме. В цехе 1 доля таких скважин составляет 78 штук (92%), в цехе 4-45 штук (88%). В цехе 1 к скважинам, работающим свыше 12 часов в сутки, относятся: скв. 1061, 1255 (в группе с плохой коллекторской характеристикой пласта), 616 (с подошвенной водой), 488 (с низким пластовым давлением), 1266, 2699 (маловязкая нефть, скважины, выбравшие свой запас), 3568 (трещинный коллектор). Возникает интересный вопрос, как геолого-техническая характеристика скважин связана с установленным временем их работы. Можно предположить, что большое время работы насоса связано с большим, притоком из пласта. Если это очевидно для высокообводненных высокодебитных скважин и скважин, эксплуатирующих трещинный коллектор, то не совсем ясно для остальных групп (например, с плохой коллекторской характеристикой пласта). Или в них очень быстро поднимается уровень, или надо ставить более производительный насос. В цехе 4 можно встретить практически любые времена откачки. К скважинам, которые откачиваются более 12 часов в сутки, относятся: 10553, 10558, 22671, 22472 (плохая коллекторская характеристика пласта), 10750, 22692 (ухудшенная проницаемость призабойной зоны). Согласно классификации, это, по-видимому, скважины с плохим притоком. Тогда надо увеличить время притока и сократить время откачки. Однако не исключено, что здесь действовали и другие соображения. В этом цехе обращает на себя внимание также значительное количество скважин, работающих только 2...4 часа в сутки. Или «медленно поднимается уровень, или он поднимается быстро, но затем скважина простаивает в ожидании откачки, или установлен ' очень высокопроизводительный насос. Целесообразно по всем скважинам, работающим периодически, проводить исследование КВУ с определением времени восстановления уровня.

1.7 Критерии определения нерентабельного фонда скважин

Критерии для выбора скважин малодебитного и высокообводненного фонда определяются по таблице предельных дебитов и обводненностей, которая ежеквартально обновляется силами «ТатАСУнефть». Кроме того, определение фонда нерентабельных скважин проводится по программе, разработанной в экспертно-аналитическом отделе ОАО «Татнефть» под руководством Матвеева В. Д. В этой программе учитываются все показатели экономической деятельности НГДУ. Нерентабельный фонд является плавающим. Часть скважин выводят в рентабельные, часть обратно попадает в этот фонд. Причины роста нерентабельного фонда:

1. Естественное снижение дебита и рост обводненности скважин;
2. Рост доли трудноизвлекаемых запасов. К ним относятся: запасы в малопроницаемых терригенных коллекторах с $K_{пр} < 50$ мД, запасы в карбонатных коллекторах, запасы высоковязких нефтей с $\mu_n > 30$ мПа.с и запасы в водонефтяных зонах малой мощности;
3. Единовременные затраты на ремонт скважин, которые не покрываются стоимостью добытой из скважины нефти за учитываемый в методике В.Д. Матвеева период времени;
4. Плохое техническое состояние скважины (негерметичность обсадной колонны, нарушение целостности цементного камня и другие причины).

Перевести скважину в рентабельные путем простого увеличения отбора жидкости невозможно. Для этого необходимы специальные мероприятия. Выбор того или иного мероприятия (т. е. ремонта скважины) определяется причиной, вызвавшей нерентабельность скважины. Очевидно, что существуют скважины, которые невозможно перевести в рентабельные никакими мероприятиями. Условием экономической целесообразности ремонта конкретной скважины является окупаемость затрат на проведение ремонта в результате получения дополнительной добычи нефти и сокращения отбора воды за время работы скважины на улучшенном режиме в послеремонтный период. Нерентабельный фонд по НГДУ «Бавлынефть» составляет порядка 46% от действующего фонда скважин, и дает около 10% всей добычи нефти. Убыточный фонд составляет около 10% и дает

менее 1% добычи нефти. Эксплуатировать нерентабельный фонд следует так, чтобы производить на нем как можно меньше ремонтов. Одним из возможных режимов такой эксплуатации может оказаться периодический режим. При рассмотрении нерентабельного фонда целесообразно исключать его плавающую часть, а именно те скважины, которые попали в него вследствие случайных единовременных затрат, т.е. по причине произведенных ремонтов. Для этого следует рассмотреть списки нерентабельных скважин за несколько интервалов времени. Например, за последние три года, и выбрать оттуда лишь те, которые присутствуют во всех трех списках. Возможно, что с наличием плавающей части связано и увеличение этого фонда при увеличении цены на нефть. Причинная связь представляется здесь такой: больше цена на нефть → больше денег в НГДУ → больше произведено ремонтов → больше скважин попало в нерентабельный фонд. Очевидно, что в следующем году эти отремонтированные скважины в данном фонде должны отсутствовать. Вместо них появятся другие. Данное рассмотрение показывает, что общий список нерентабельного фонда не отражает причины нерентабельности. Целесообразно выделить его постоянную часть и провести распределение этого фонда по причинам. Это позволит определить конкретный вид работ по каждой скважине.

2 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

2.1 Особенности периодической эксплуатации обводненных скважин

Периодическая эксплуатация обводненных скважин имеет ряд особенностей, обусловленных гравитационной сегрегацией флюидов в стволе скважины. Чередование периодов откачки и накопления продукции позволяет в определенной степени использовать эти особенности для уменьшения обводненности продукции и недопущения образования стойких водонефтяных эмульсий. Рассмотрим работу насоса в скважине с обводненной продукцией.

1 этап. Отбор жидкости прекращен, в скважине находится динамический столб жидкости. Происходит восстановление уровня. В скважину притекают нефть и вода.

2 этап. Давление полностью восстановилось, исчезло влияние гидродинамических сил в пласте. Происходит гравитационное расслоение жидкости в скважине. При этом за счет разности плотностей нефти и воды нефть в пласте также стремится подняться вверх, при этом создается избыточное давление. Если кровля пласта горизонтальна или имеет уклон в сторону скважины, то в скважину будет притекать нефть. Вода в процессе гравитационного разделения уходит в пласт. Если нефти достаточно в окружающем скважину пласте, то она может полностью заполнить скважину. Если кровля пласта имеет уклон от скважины, то приток нефти в скважину будет очень незначительный или его вообще не будет.

3 этап. Спустя определенный промежуток времени включается насос. Если насос установлен так, что его прием оказывается в зоне всплывшей нефти, то он отбирает нефть, уровень снижается, ВНР поднимается. В зависимости от характеристики притока в скважину до приема насоса дойдет либо динамический

уровень, либо ВНР, либо то и другое вместе. После этого останавливают насос. Происходит переход к 1 этапу.

В зависимости от времени простоя скважины 2 этап может либо отсутствовать, либо присутствовать. Если она отсутствует, то средняя обводненность продукции, поднимаемой насосом на поверхность, будет равна обводненности продукции, поступающей из пласта. Если она присутствует, то за счет гравитационного противотока нефти из пласта в скважину, воды из скважины в пласт обводненность продукции на устье скважины может уменьшиться, теоретически вплоть до нуля.

Чтобы реализовать схему с гравитационным замещением воды нефтью (так называемый «метод коротких подвесок»), необходимо определить:

1. В каких скважинах и при каких условиях может происходить переток флюидов?
2. Сколько времени потребуется на замещение воды нефтью в скважине?

В экспериментах, результаты которых приведены время накопления менялось для различных объектов и составляло в среднем 23 сутки, 76 суток (при диапазоне 13... 136 суток), и в диапазоне 12...32 суток. Явление гравитационного замещения воды нефтью характерно не для всех скважин. Поэтому рекомендуется производить выбор скважин и определять время простоя экспериментально.

Очевидно, что для успешной реализации технологии безводной добычи с использованием гравитационного фактора время простоя должно быть достаточно длительным, чтобы проявился этап 2. Этап 1 с точки зрения снижения обводненности - бесполезная, так как в скважину происходит приток воды и нефти, и только в этап 2 вода в некоторых скважинах может поглощаться обратно пластом. Поэтому необходимо знать время восстановления давления. Если оно превышает или равно времени остановки скважины, то при повторяющихся циклах не будет накопления нефти в стволе скважины, при откачках ее количество будет уменьшаться вплоть до нуля [11].

Рассмотрим характерные особенности гравитационного перераспределения нефти и воды в системе «скважина-пласт» (этап 2). В скважине установился статический уровень, забойное давление сравнялось с пластовым в районе данной скважины. Так как отсутствует перепад давления между условным контуром

питания и забоем скважины, приток нефти и воды в скважину за счет гидродинамических сил прекращается. В скважине и ее окрестности продолжают действовать гравитационные силы, которые теперь являются доминирующим фактором, за счет них нефть всплывает к кровле пласта, а вода опускается к подошве или до водонефтяного контакта. Всплывающая нефть скапливается у кровли пласта и движется по направлению его восстания. В скважину она может попасть лишь в том случае, когда забой скважины находится в прикупольной (приподнятой) части пласта, т.е. если абсолютная отметка кровли -пласта в данной скважине меньше, чем в окружающих ее скважинах. В противном случае всплывающая нефть растечется по периферии скважины (т.к. нет градиента давления, направленного к скважине) и в скважину не попадет. Считая это условие выполненным, допустим, что вся всплывающая в пласте нефть попадает в скважину. Требуется определить: 1) дебит этого притока, или иными словами, скорость заполнения скважины нефтью; 2) сколько надо ждать, чтобы скважина заполнилась нефтью, или по крайней мере, в ней образовался столб нефти определенной высоты; 3) сколько нефти рационально набрать в скважине. Вполне вероятно, что скорость притока нефти будет убывать во времени, и накопление достаточно большого ее объема приведет к очень длительному простоя скважины.

Нужно определить зависимость величины столба нефти от времени. Следует учесть, что в скважину на этом этапе попадает лишь нефть, содержащаяся в той зоне вокруг скважины, которая имеет падение кровли от скважины. Будем считать, что за время этапа 2 продолжительностью T в скважине образовался столб нефти определенной высоты H_n . Включаем в работу насос, спущенный на глубину $H_{\text{нас}}$. Динамический уровень снижается, начинается приток жидкости в скважину (нефть + вода). За счет этого уровень воды в скважине (ВНР) повышается. Глубина подвески насоса должна быть выбрана такой, чтобы в конце периода откачки (этап 3) динамический уровень и уровень воды в скважине сошлись у приема насоса. При этом условии вся нефть из скважины будет отобрана, и ниже приема насоса окажется столб воды. Затем следует выключение насоса и переход к этапу 1. Возобновляется фильтрация за счет гидродинамических сил, и в прискважинную зону притекает нефть вместе с водой из зоны дренирования данной скважины.

Рассмотрим условия использования гравитационной сегрегации в пласте на поздней стадии разработки. Известно, что обводненность продукции скважин B связана с водонасыщенностью порового пространства с функцией Баклея-Левверетта

$$B = f(s) = \frac{\frac{k_B}{\mu_B}}{\frac{k_H}{\mu_H} + \frac{k_B}{\mu_B}}, \quad (1)$$

где k_B, k_H — относительные фазовые проницаемости (ОФП) для воды и нефти, зависящие от s ; μ_B, μ_H — вязкости воды и нефти соответственно.

Характер этой зависимости определяется особенностями кривых ОФП в координатах «водонасыщенность - относительная проницаемость». Свой обычный вид кривые $f(s)$ имеют для полностью однородной смеси воды и нефти, что обычно постулируется в задачах двухфазной фильтрации. При фильтрации такой смеси каждая фаза ухудшает условия течения другой фазы. Однако, равномерное распределение фаз не всегда имеет место. В процессе разработки происходит гравитационная сегрегация флюидов, в результате которой нефть собирается в прикровельной части пласта, а вода - в приподошвенной. В предельном случае гравитационной сегрегации мы имеем два отдельных потока нефти и воды. Естественно, что кривые ОФП для этого случая будут отличаться от своего классического вида. Каждый флюид будет фильтроваться независимо от другого, с величиной ОФП, равной 1. Если водонасыщенность порового пространства имеет значение s , то при полной сегрегации нефть займет долю мощности пласта, равную $1-s$, а вода — s . Тогда приток нефти будет пропорционален $\frac{1-s}{\mu_H}$, а приток воды $\frac{s}{\mu_B}$, и обводненность продукции составит

$$B = f(s) = \frac{\frac{s}{\mu_B}}{\frac{s}{\mu_B} + \frac{1-s}{\mu_H}}, \quad (2)$$

Эта формула аналогична формуле для расслоенного ламинарного течения жидкости в трубах, где расход каждой фазы пропорционален площади поперечного

сечения трубы, занимаемой этой фазой. Возвращаясь к пласту, можно сказать, что в условиях полной сегрегации флюидов водонасыщенность s играет роль ОФП для воды 1- s соответственно роль ОФП для нефти. Очевидно, что при длительных временах фильтрации фактическая структура потока будет представлять собой нечто среднее между моделью полностью однородной смеси и моделью полностью расслоенного потока. В условиях активного проявления гравитационной сегрегации в пласте (при высокой проницаемости по вертикали, значительной разности плотностей воды и нефти, малых мощностях пластов) структура потока будет больше приближаться к расслоенному течению. Так как каждый тип потока имеет свою зависимость обводненности от водонасыщенности, то естественно, темп отбора жидкости из залежи в условиях интенсивного проявления гравитационной сегрегации флюидов в пласте будет влиять в определенной мере на обводненность продукции скважин.

Другими словами, на определенной стадии выработки запасов может оказаться целесообразным уменьшение дебитов скважин, так как это приведет к снижению обводненности продукции. Момент, когда наступает снижение обводненности, для данного модельного примера соответствует примерно 62% водонасыщенности пласта, т.е.

$$\frac{0,62 - 0,2}{0,85 - 0,2} * 100 \approx 65 \% \text{ отбора от удельных извлекаемых запасов.}$$

Если скважина отобрала менее 65% своих извлекаемых запасов, то уменьшение дебита будет, наоборот, способствовать увеличению обводненности продукции. Кроме того, сравнивая кривые для различных значений вязкости нефти, нетрудно видеть, что эффект почти полностью исчезает для высоковязкой нефти. Поэтому эффект от гравитационной сегрегации может проявляться лишь на залежах маловязкой нефти (с величиной вязкости порядка 1...10 мПа · с). Таким образом, в условиях интенсивного проявления гравитационной сегрегации в пласте на поздней стадии разработки может оказаться целесообразной эксплуатация скважин при пониженных дебитах. Это приведет к снижению обводненности их продукции [12].

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:

$$q = K_{\text{пр}} \cdot \Delta P, \quad (3)$$

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 (2.3) определяет экспоненциальный характер подъема уровня (или давления) в скважине со временем. Исходя из линейного закона притока, получаем следующие формулы:

$$t_2 = \frac{F}{k} \ln \frac{q_1}{q_2}; \quad t_1 = \frac{F}{k} \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1}, \quad (4)$$

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 промысловой 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:

$$t_{\text{расч}} = 10^{\frac{\Delta P - A}{i}}, \quad (5)$$

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 :

$$V = \frac{\pi}{4} (D_k^2 - D_m^2) \cdot (H_c - H_d), \quad (6)$$

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:

$$\Delta P = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2,25kt}{r_c^2}, \quad (7)$$

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

$$V = \int_0^{t_2} q dt = \int_0^{t_2} K\Delta P dt = \frac{KQ}{4\pi\varepsilon} \int_0^{t_2} \ln \frac{2,25kt}{r_c^2} dt \quad (8)$$

Интегрируя по частям, получим

$$V = \frac{KQt_2}{4\pi\varepsilon} \left\{ \ln \frac{2,25kt_2}{r_c^2} - 1 \right\} = \frac{KQt_2}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2,25kt_2}{2,78r_c^2} \quad (9)$$

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

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

$$V = \frac{q_1}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} t_2 \ln \frac{kt_2}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} \quad (10)$$

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

$$A = \frac{k}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2}; B = \frac{2V \ln \frac{R_k}{r_c}}{q_1} \quad (11)$$

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:

$$Q \cdot t - \int q \cdot dt = V \quad (12)$$

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 $-q_2$:

$$\int q \cdot dt = -\frac{q_2}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot t \cdot \ln \frac{kt}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} \quad (13)$$

Это позволяет написать следующее соотношение для баланса жидкости при откачке:

$$Q t_1 - \frac{q_2}{2 \ln \frac{R_k}{r_c}} t_1 \ln \frac{k t_1}{\left(\frac{r_c}{0,9}\right)^2} = V \quad (14)$$

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.

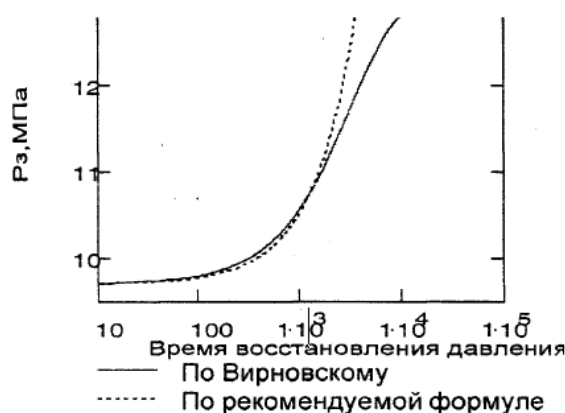


Рисунок 7 - График восстановления забойного давления

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.

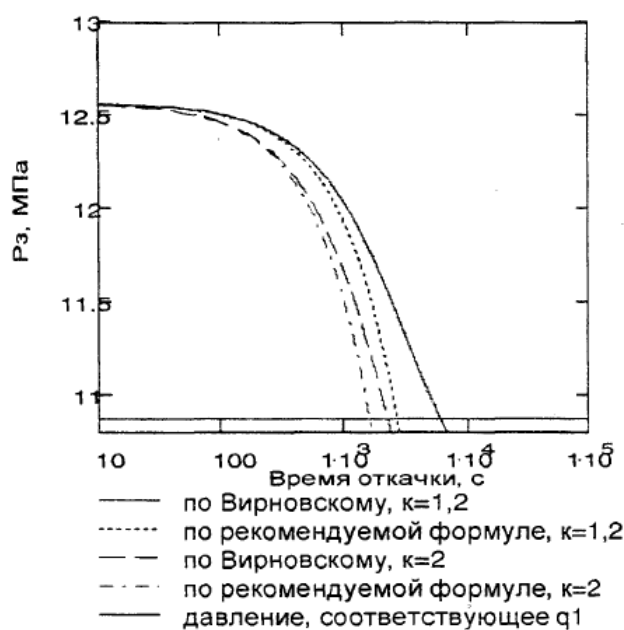


Рисунок 8 - Зависимость забойного давления от времени откачки

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.

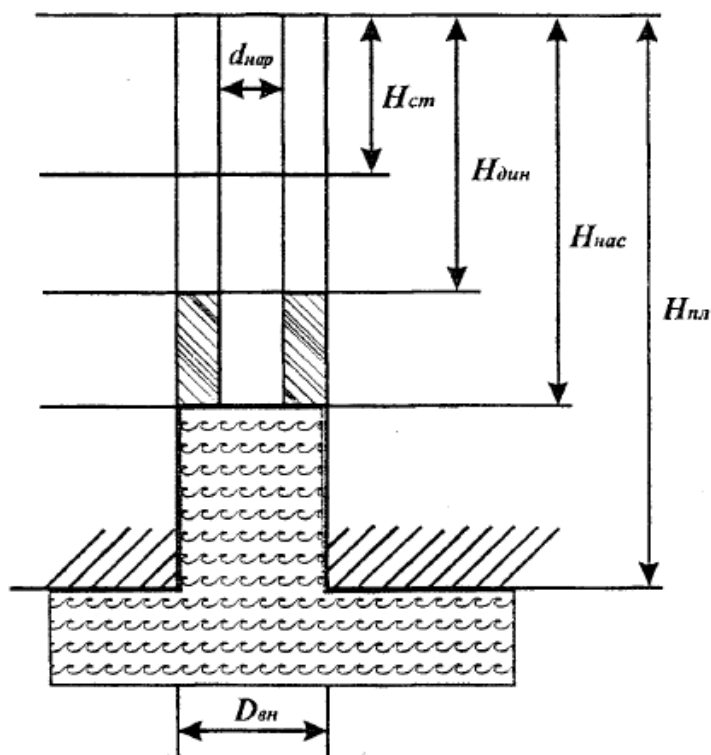


Рисунок 9 - Расчетная схема

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 $H_{д}$:

$$V_{ж} = \frac{\pi}{4} (D_{вн}^2 - d_{нар}^2) (H_{дин} - H_{ст}) \quad (15)$$

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

$$V_{н2} = \frac{\pi}{4} D_{вн}^2 (H_{пл} - H_{нас}) (1 - B) \quad (16)$$

Этот объем, попадая в затрубное пространство, образует столб высотой

$$\frac{\frac{\pi}{4} D_{вн}^2}{\frac{\pi}{4} (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)} (H_{пл} - H_{нас}) (1 - B) \quad (17)$$

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:

$$t_1 = \frac{H_c - H_{погр}}{V_n} \quad (18)$$

где H_c — высота статического столба жидкости в м,

$H_{погр}$ — погружение насоса под динамический уровень, м,

V_n — скорость всплывания капли нефти в м/с.

Основываясь на экспериментальных данных скорости всплывания капель нефти в воде, сделаем оценку $V_n = 10$ см/с. тогда при $H_c = 1000$ м, $H_{погр} = 200$ 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

$$H = H_{ст} + (H_{нас} - H_{дин}) + (1 - B)(H_{дин} - H_{ст}) + \frac{D_{вн}^2}{D_{вн}^2 - d_{нар}^2} (H_{пл} - H_{нас}) (1 - B) \quad (19)$$

Раскрывая скобки и упрощая, будем иметь

$$H = H_{\text{нас}} - B(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) + \frac{(H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})}{1 - \left(\frac{d_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}}\right)^2} (1 - B) \quad (20)$$

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

$$B(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \leq \frac{(H_{\text{пл}} - H_{\text{нас}})}{1 - \left(\frac{d_{\text{нар}}}{D_{\text{вн}}}\right)^2} (1 - B) \quad (21)$$

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

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

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:

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

$$X_1 = B - \frac{B(q_1 - q_2)}{Q \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1}} \quad (22)$$

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.

2.4 Целесообразность ночной откачки в условиях дифференцированных тарифов на электроэнергию

Ночная эксплуатация скважин очень привлекательна по причине меньшего тарифа на электроэнергию. Однако просто включать и выключать скважины без определенных правил нерационально, если не увязывать это с режимом работы пласта. Пусть откачка и накопление ведутся в пределах от статического уровня $H_{ст}$ до максимального динамического, равного разности глубины подвески насоса и погружения его под уровень жидкости $H_{подв}-H_{погр}$. Эти параметры определяют величину объема накопления V . Будем рассматривать периодическую эксплуатацию без простоев в работе пласта, т.е. в режиме, когда после восстановления уровня сразу начинается откачка. Эксплуатация скважин в периодическом режиме с простоями в работе пласта оправдана в тех случаях, когда при простое скважины (и прекращении в нее притока) происходит замещение столба воды нефтью. Однако в настоящее время невозможно предсказать, где будет наблюдаться такое явление. При расчете периодической эксплуатации по Вирновскому-Татейшвили задается максимальный дебит откачки, средний дебит скважины и производительность насоса. По этим величинам определяют продолжительность отдельных частей цикла периодической эксплуатации. Очевидно, что при таком подходе продолжительность полного цикла периодической эксплуатации не обязательно будет кратной целому числу суток. Если уровень восстанавливается до статического менее чем за 12 часов, то скважина будет терять свою производительность, так как насос должен работать только ночью, и не более 12 часов. В данном случае получается простой скважины без притока. Такой случай характерен для скважин с достаточно высокой продуктивностью. Если уровень восстанавливается до статического более чем за 12 часов, но менее одних суток, то условия для периодической эксплуатации с полным заполнением ствола скважины благоприятные.

Однако за это время $t_1 \leq 12$ часов насос должен успеть откачать полностью объем скважины, поэтому его производительность должна быть достаточно высокой. Если восстановление уровня происходит быстро, то необходимо увеличивать объем V , т.е. опускать глубже насос, при невозможности это сделать

применять трубы меньшего диаметра или хвостовик. В этом будет заключаться второе назначение хвостовика - в скважинах с быстрым восстановлением уровня, чтобы скважины не теряли свою производительность. Снижать прием насоса, и, следовательно, увеличивать депрессию следует, однако, только в допустимых пределах. [14]

Максимально допустимая депрессия на пласт определяется следующими факторами:

1. Прочностью эксплуатационной колонны, т.е. максимальным внешним давлением, которое она может выдержать.
2. Прочностью пород продуктивного пласта:
 - разрушением скелета под влиянием неравномерного напряжения: а) в перфорированной скважине; б) при открытом забое;
 - выносом песка с разрушением скелета за счет суффозии.
3. Смыканием стенок трещин при снижении забойного давления: имеется различие для вертикальных и горизонтальных трещин - поскольку тангенциальное и вертикальное горное давления различны.
4. Прочностью цементного кольца и расстоянием до ближайших водоносных и газоносных горизонтов.
5. Условием подтягивания конуса подошвенной воды (или верхнего газа).
6. Условием образования языков обводнения.
7. Допустимым газосодержанием на приеме насоса.
8. Недопущением выделения свободного газа в значительной части дренируемого скважиной объема пласта ($P_{заб} > 0,75P_{нас}$).
9. Невозможностью спуска скважинного оборудования на необходимую глубину вследствие большого искривления наклонно-направленных скважин.
10. Ростом обводненности с дебитом для коллекторов некоторых типов (например, трещинных).

Однако для многих пластов и скважин характерны очень большие времена восстановления уровня. Это типичное явление для малодебитных и нерентабельных скважин, которые в основном и являются объектами для перевода на

периодическую эксплуатацию. Оценить порядок величины времени восстановления можно по формуле:

$$t = \frac{R_k^2}{2,25k} \quad (23)$$

где t — время восстановления давления, с,

R_k — радиус контура питания, м,

k — коэффициент пьезопроводности, м²/с.

Этот коэффициент, например, для серпуховских отложений составляет в среднем 0,265 м²/с, для башкирских 0,041 м²/с, а для верейских 0,0054 м²/с. Подставляя эти величины, а также $R_k = 200$ м в формулу, получим оценку времени полного восстановления давления: для серпуховских отложений 1 сутки, для башкирских 5 суток, для верейских 38 суток.

В таких случаях может оказаться целесообразной откачка не каждые сутки, а, например, через одни сутки, через двое суток и т.д. Таким образом, при переводе скважин на ночную эксплуатацию с использованием обычной методики следует анализировать время восстановления уровня до статического. Здесь возможны следующие случаи:

1) Если время восстановления уровня менее 12 часов, следует опустить прием насоса как можно ниже, в противном случае полностью реализовать преимущества ночной откачки не удастся. Если при быстром восстановлении уровня установить ночной режим, то будут потери нефти, т.к. скважина будет давать- менее того, что она может дать. Если же удлинить время работы насоса, то не в полной мере будут реализованы преимущества ночной откачки. В качестве вспомогательного средства может быть предложена установка полиэтиленовых хвостовиков малого диаметра.

2) Если время восстановления уровня равно или более 12 часов, но менее суток, то перевод такой скважины на ночной режим работы окажется, по-видимому, рациональным. Производительность насоса следует подбирать в этом случае так, чтобы к утру скважина была полностью откачана. Если время восстановления уровня близко к значению суток, то насос надо ставить достаточно

производительный, чтобы он за оставшееся время (может быть, 2...3 часа) успел откачать скопившуюся жидкость.

3) Имеется очень большое количество скважин, в которых время накопления превышает 1 сутки, например, для башкир-верейских отложений и аналогичных им по продуктивной характеристике. Рассуждая аналогично, можно прийти к выводу, что благоприятными будут времена накопления в пределах 36...48 часов, 60...72 часа, 84...96 часов и так далее по индукции $(12...24) + 24 \cdot k$, где целое число $k = 0, 1, 2, 3, 4$ и так далее. Неблагоприятными будут времена накопления 24...36 час., 48...60 час., 72...84 часа и далее по индукции $(0...12) + 24 \cdot k$. Самый неблагоприятный случай - когда время накопления составляет целое число суток. В этом случае скважина наберет полный запас жидкости к утру и будет вынуждена простаивать целый световой день в ожидании откачки. Дневной отбор жидкости будет безвозвратно потерян.

4) Наименьшая потребная производительность насоса будет при времени накопления в начале каждого благоприятного интервала, а наибольшая - в конце каждого благоприятного интервала. Производительность насоса будет определяться лишь временем, отпущенным на то, чтобы откачать скважину, и никак не связана с коэффициентом продуктивности скважины. Поэтому на малодебитных скважинах могут быть установлены достаточно высокопроизводительные насосы и режимы откачки.

Отсюда видно, что стандартная методика, в которой задается объем накопления, является неудобной для расчета периодической эксплуатации по дифференцированному тарифу. Целесообразно принять объем накопления переменным, зависящим от заданного времени накопления. Затем можно вычислить требуемую производительность насоса, а не задавать его, как это предусмотрено стандартной методикой. При периодической откачке в условиях действия дифференцированных тарифов на электроэнергию фиксированным является время откачки и накопления, а объем жидкости, накапливающейся в скважине, является величиной переменной. Поэтому процедура расчета параметров откачки должна быть изменена.

Последовательность действий при выборе режима ночной откачки может быть следующей:

1) Задаем время восстановления уровня t_2 , равное 12 часам или несколько больше (возможно с прибавлением целого числа суток, если насос решено включать не каждые сутки) и максимально допустимый приток из пласта в скважину q_1 .

2) Зная геометрические параметры скважины, коэффициент продуктивности, плотность жидкости в стволе (приблизительно равную плотности дегазированной нефти), находим значение минимального притока в скважину q_2 .

3) Используя значение времени откачки $t_1 = 24 - \langle t_2 \rangle$ (час), где $\langle t_2 \rangle$ – время накопления в часах за вычетом числа целых суток находим значение требуемой производительности насоса Q . Поделив его на коэффициент подачи насоса, получаем теоретическую производительность

$$Q_{\text{твор}} = \frac{Q}{K_{\text{под}}}$$

4) Далее рассчитываем режим откачки обычным образом, как указано в многочисленных руководствах.

Пример. Пусть коэффициент продуктивности скважины $K = 5 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, НКТ ($d_{\text{нар}} = 73 \text{ мм}$), обсадная колонна ($D_{\text{вн}} = 132 \text{ мм}$), $H_{\text{ст}} = 300 \text{ м}$, $H_{\text{д}} = 1000 \text{ м}$, $H_{\text{пл}} = 1700 \text{ м}$, $H_{\text{нас}} = 1200 \text{ м}$. Плотность нефти примем равной 850 кг/м^3 . Площадь сечения кольцевого пространства составит

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

Знаменатель в формуле Вирновского будет равен

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

Задаем значения времени накопления $t_2 = 12 \text{ час}$, максимально допустимого притока в скважину $q_1 = 20 \text{ м}^3/\text{сут}$. Таким образом, на откачку остается $24 - 12 = 12$ часов. Решая первую из формул Вирновского относительно q_2 , получаем:

$$\frac{kt_2}{F} = \ln \frac{q_1}{q_2}, \quad (24)$$

$$q_2 = q_1 \cdot \exp\left(-\frac{kt_2}{F}\right) \quad (25)$$

Для нашего примера $\frac{F}{k} = 0,2278$ сут. Тогда $\frac{kt_2}{F} = \frac{kt_1}{F} = \frac{12}{24 \cdot 0,2278} \approx 2,194$

Подставляя в формулу, определяем q_2 : $q_2 = 20 \cdot \exp(-2,194) = 2,23 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Решая вторую формулу Вирновского относительно Q , последовательно получаем

$$\frac{kt_1}{F} = \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1} \quad (26)$$

$$\frac{Q - q_2}{Q - q_1} = \exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) \quad (27)$$

$$Q - q_2 = Q \exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) - q_1 \exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) \quad (28)$$

$$Q \left[\exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) - 1 \right] = q_1 \exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) - q_2 \quad (29)$$

$$Q = \frac{q_1 \exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) - q_2}{\exp\left(\frac{kt_1}{F}\right) - 1} \quad (30)$$

Полагая $q_1 = 20 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $q_2 = 2,23 \text{ м}^3/\text{сут}$, получаем требуемую производительность насоса

$$Q = \frac{\exp(2,194) \cdot 20 - 2,23}{\exp(2,194) - 1} = 22,23 \text{ м}^3/\text{сут}$$

При коэффициенте подачи $K_{\text{под}} = 0,7$ потребуется насос с теоретической производительностью $Q_{\text{твор}} = \frac{22,23}{0,7} = 31,76 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$$\text{Дебит скважины составит } Q_c = \frac{22,23 \cdot 12}{24} = 11,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{Проверка } t_2 = 0,2278 \ln \frac{22,23 - 2,23}{22,23 - 20} = 0,499 \text{ сут.} = 12 \text{ час.}$$

Поскольку времена накопления и откачки мы задаем произвольно, найденный дебит, по-видимому, не всегда будет максимально возможным при данных параметрах скважины и установленного в ней оборудования. Целесообразно провести последующую оптимизацию решения, заключающуюся в поиске экстремума величины q_1 при варьировании всех влияющих параметров с учетом наложенных на них ограничений. Полученный здесь результат может служить исходным пунктом для такой оптимизации.

При равенстве времен накопления и откачки, как в рассмотренном примере, можно получить очень простое соотношение между производительностью насоса, максимальным и минимальным притоком из пласта в скважину. Для этого подставим в выражение (2.30) значение q_2 из (2.25) и положим $t_1 = t_2 = t$.

$$Q = \frac{q_1 \exp\left(\frac{kt}{F}\right) - q_1 \exp\left(-\frac{kt}{F}\right)}{\exp\left(\frac{kt}{F}\right) - 1}$$

Вынося $q_1 \exp\left(-\frac{kt}{F}\right)$ за скобку, разлагая оставшееся в числителе выражение по формуле разности квадратов и сокращая, получим

$$Q = q_1 \exp\left(-\frac{kt}{F}\right) \cdot \left(\exp\left(\frac{kt}{F}\right) + 1\right). \text{ Откуда}$$

$$Q = q_1 \left(1 + \exp\left(-\frac{kt}{F}\right)\right) = q_1 + q_2 \quad (31)$$

Это соотношение справедливо для периодической эксплуатации по циклу с одинаковым временем накопления и откачки.

Дебит периодических работающих скважин можно в определенной степени регулировать путем изменения параметров колонны насосно-компрессорных труб. Во-первых, можно уменьшить диаметр труб, при этом возрастет величина конечного дебита q_2 при том же времени накопления. Это приведет к увеличению требуемой производительности насоса и, соответственно, к росту дебита скважины. Во-вторых, можно увеличить глубину спуска труб, т.е. подвеску насоса.

Используя предлагаемую методику, можно легко рассчитать параметры периодической эксплуатации и прогнозный дебит скважины в условиях действия дифференцированных тарифов на электроэнергию.

2.5 Корректировка режимных параметров перед анализом

Необходимость такой корректировки возникает всегда перед проведением какого-либо анализа работы скважины и подземного оборудования. Дело не только в том, что параметры режима определяются с погрешностями. Дело в том, что все они определены в разное время и в силу этого не соответствуют друг другу. Это

затрудняет проведение анализа и в ряде случаев делает его невозможным. Поэтому обычной практикой является принятие одних параметров за основу и пересчет (или корректировка) по ним значений других параметров. Эта процедура довольно проста для скважин, работающих непрерывно, но заметно усложняется для скважин, работающих периодически. В корректировке нуждаются два блока параметров. Во-первых, необходимо согласовать уровни и давления. Это достигается расчетом средней плотности жидкости в стволе скважины. Во-вторых, необходимо согласовать дебиты и давления. Это достигается корректировкой коэффициента продуктивности скважины или пластового давления. Дебит берется при этом за основу, т.к. он измеряется чаще, чем другие параметры.

Пластовое и забойное давления связаны с уровнями жидкости следующими формулами:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{зст}} + (H_{\text{скв}} - H_{\text{ст}})\rho g \quad (32)$$

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{здн}} + (H_{\text{скв}} - H_{\text{дн}})\rho g \quad (33)$$

где $P_{\text{зст}}$ – затрубное давление при замере статического уровня;

$P_{\text{здн}}$ – затрубное давление при замере динамического уровня;

$H_{\text{скв}}$ – глубина скважины до верхних дыр перфорации;

$H_{\text{ст}}$ и $H_{\text{дн}}$ – статический и динамический уровни;

ρ – средняя плотность жидкости в стволе скважины, которую полагаем независимой от изменения режима работы.

Вычитая одно уравнение из другого и решая полученное выражение относительно средней плотности, получим:

$$\Delta P = P_{\text{зст}} - P_{\text{здн}} + (H_{\text{дн}} - H_{\text{ст}})\rho g \quad (34)$$

$$\rho = \frac{\Delta P - P_{\text{зст}} + P_{\text{здн}}}{g(H_{\text{дн}} - H_{\text{ст}})} \quad (35)$$

Значение средней плотности может служить критерием соответствия давлений и уровней. Если оно попадает в интервал от плотности пластовой нефти до плотности попутной воды, то может использоваться при оптимизационных

расчетах. В противном случае давления и уровни не соответствуют друг другу и требуется их корректировка.

Пример 1. Скважина 339Д месторождения X, работающая непрерывно. По режиму $H_{ст} = 213$ м, $H_d = 664$ м, $P_{зст} = 8$ атм, $P_{здн} = 24,7$ атм, $P_{пл} = 185$ атм, $P_{заб} = 140$ атм, $K_{пр} = 1,8$ м³/сут · атм, $Q = 48$ м³/сут.

Примем за основу пластовое давление. Находим

$$\rho = \frac{(185 - 140 - 8/24,7) \cdot 10^5}{9,81(664 - 213)} = \frac{61,7 \cdot 10^5}{4424,3} = 1394,6 \text{ кг/м}^3.$$

Поскольку плотность попутной воды 1180 кг/м³, то пластовое давление явно завышено. Примем за основу коэффициент продуктивности. Тогда

$$\Delta P = \frac{Q}{k} = \frac{48}{1,8} = 26,7 \text{ атм},$$

$$\rho = \frac{(26,7 - 8 + 24,7) \cdot 10^5}{4424,3} = 981 \text{ кг/м}^3.$$

Отсюда пластовое давление $P_{пл} = 140 + 26,7 = 167$ атм.

Остальные параметры остаются без изменений.

Если бы плотность водонефтяной смеси оказалась в реальных пределах (при взятии за основу пластового давления), то понадобилась бы корректировка коэффициента продуктивности (по дебиту и депрессии).

Для периодически работающих скважин, чтобы привести в соответствие режимные параметры, приходится решать систему трех нелинейных уравнений. Первые два - это уравнения Вирновского-Татейшвили:

$$\frac{F}{K_{пр}\rho g} \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1} = t_1 \quad (36)$$

$$\frac{F}{K_{пр}\rho g} \ln \frac{q_1}{q_2} = t_2 \quad (37)$$

Третье – уравнение притока при самом нижнем положении динамического уровня в конце периода откачки $q_1 = K_{пр}\Delta P$ (38)

Сюда же для контроля надо добавить уравнение, связывающее давления и уровни:

$$\rho = \frac{\Delta P - P_{\text{зст}} + P_{\text{здн}}}{g(H_{\text{дн}} - H_{\text{ст}})} \quad (39)$$

Пример 2. Скважина 7278 месторождения XX, работающая периодически. Конструкция скважины: эксплуатационная колонна 146 мм, НКТ 60 мм. Режимные параметры: $H_{\text{ст}} = 170$ м, $H_{\text{д}} = 520$ м, $P_{\text{зст}} = 2,5$ атм, $P_{\text{здн}} = 0,5$ атм, $P_{\text{пл}} = 186$ атм, $P_{\text{заб}} = 149$ атм, $K_{\text{пр}} = 0,06$ м³/сут · атм, $Q = 3$ м³/сут, время откачки $t_1 = 12$ часов, время накопления $t_1 = 12$ часов.

Проверяем значение средней плотности жидкости:

$$\rho = \frac{(37 - 2,5 + 0,5) \cdot 10^5}{9,81(520 - 170)} = \frac{35 \cdot 10^5}{3433,5} = 1019,4 \text{ кг/м}^3.$$

Это значение находится в допустимых пределах (в данной скважине плотность попутной воды 1180 кг/м³). Находим площадь сечения кольцевого пространства

$$F = 0,785 \cdot (132^2 - 60^2) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 = 10,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Используя найденные значения F, ρ , а также значения t_1, t_2 (по режиму) и фактическую подачу насоса Q , решаем систему уравнений (36) и (37), (38) относительно $K_{\text{пр}}, q_1, q_2$. Значение фактической подачи насоса Q определяем по дебиту жидкости и времени работы

$$Q = \frac{Q_{\text{скв}}}{t_1} = \frac{3}{0,5} = 6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Все значения: $K_{\text{пр}} = 0,0993$ м³/сут · атм,, $q_1 = 3,675$ м³/сут, $q_2 = 2,325$ м³/сут. находятся в допустимых пределах. Следовательно, для данной скважины подлежит корректировке только коэффициент продуктивности (0,099 вместо 0,06). Попутно определили величины q_1 и q_2 .

При анализе параметров режима обращает на себя внимание сравнительно большое количество скважин, работающих с уровнем у приема насоса и даже более того. Список таких скважин по цехам приведен в таблицах 9, 10, 11, 12.

Таблица 9 - Скважины с откачкой уровня до приема насоса по цеху №1

Номер скважины	Режим работы (часы)	Положение уровня и приема насоса, м	Коэффициент подачи
Скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта			
348	Непрерывно	1200	0,3

548Д	12	1300	0,6
1056	8	1100	0,5
2571	8	1100	0,9
340	4	1090	1,0
369	Непрерывно	1150	0,1
1060	12	1100	0,3
1092	8	1155	0,6
153	7	1100	0,3
7170	Непрерывно	1250	0,1
Скважины с загрязнением призабойной зоны			
563	4	1100	0,5
1034	6	1100	0,5
194	12	1100	0,5
Скважины с подошвенной водой			
3874	Непрерывно	1100	0,9
7278	12	520	0,5
Скважины с низким пластовым давлением			
412	7	1200	0,6
595	8	1100	0,9
2693	8	1150	0,6
2695	Непрерывно	1200	0,3
3537	12	1200	0,6
44	7	1100	0,7
509	12	1100	0,4
3545	12	1100	0,9
7181	4	950	
7207	10	1200	0,5
Высокообводненные скважины с маловязкой нефтью			
1141 «з»	Непрерывно	1200	0,7
2699	16	1200	0,4
781	Непрерывно	1094	0,9
Скважины с трещинными коллекторами			
372	Непрерывно	1040	0,6
378Д	8	1100	0,9
512Д	6	1080	1,0
3544	6	1100	0,6
156	4	1100	0,5

Интересно, что в условиях откачки уровня до приема насоса скважины работают с высокими коэффициентами подачи 0,6...0,8, даже 1,0, редко 0,3 и ниже.

Таблица 10 - Скважины с откачкой уровня до приема насоса по цеху №2

Номер скважины	Режим работы (часы)	Положение уровня и приема насоса, м	Коэффициент подачи
----------------	---------------------	-------------------------------------	--------------------

Скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта			
837	Непрерывно	1120	0,7
1188	Непрерывно	1070	0,2
2538	Непрерывно	1089	0,3
2715	Непрерывно	1150	0,7
2716	Непрерывно	1140	0,6
2717	Непрерывно	1160	0,4
2718	Непрерывно	1254	0,2
2719	Непрерывно	1159	0,4
2721	Непрерывно	1190	0,5
2722	Непрерывно	1250	0,2
2723	Непрерывно	1160	0,3
2724	Непрерывно	1130	0,6
2725	Непрерывно	1200	0,6
2726	Непрерывно	1188	0,5
2890	Непрерывно	1040	0,5
4543	Непрерывно	1250	-
4719	12	1300	-
4720	12	1200	0.2
Скважины с загрязнением призабойной зоны			
143	12	1100	0,4
736	Непрерывно	1070	0,4
1191	Непрерывно	1150	0,4
1408	Непрерывно	1100	0,6
2865	12	1100	0,6
Скважины с подошвенной водой			
1421	Непрерывно	1160	0,5
Высокообводненные скважины с маловязкой нефтью			
22	Непрерывно	$H_{\text{сп}} = 900 \text{ м}$ $H_{\text{д}} = 1022 \text{ м}$	0,4
342	Непрерывно	1100	0,8
918	Непрерывно	1170	0,5
Скважины с трещинными коллекторами			
3081	Непрерывно	1245	0,4
4544	Непрерывно	$H_{\text{сп}} = 1200 \text{ м}$ $H_{\text{д}} = 1202 \text{ м}$	-

Таблица 11 - Скважины с откачкой уровня до приема насоса по цеху №3

Номер скважины	Режим работы (часы)	Положение уровня и приема насоса, м	Коэффициент подачи
Высокообводненные скважины с маловязкой нефтью			
2037	Непрерывно	$H_{\text{сп}} = 700 \text{ м}$ $H_{\text{д}} = 985 \text{ м}$	0,5
2144	8	1100	1,7

Таблица 12 - Скважины с откачкой уровня до приема насоса по цеху №4

Номер скважины	Режим работы (часы)	Положение уровня и приема насоса, м	Коэффициент подачи
Скважины с плохой коллекторской характеристикой пласта			
501	3	1200	0,6
10696	6	1300	0,6
22433	3	1300	2,7
22475	8	1270	0,6
550	5	500	0,4
Скважины с загрязнением призабойной зоны			
22426	6	1350	1
22427	5	1300	1,2
22669	4	1280	1,0
10504	4	1300	0,6
22569	Непрерывно	1300	0,2

Таким образом, существуют скважины, которые работают с уровнем у приема насоса и имеют высокие коэффициенты подачи, даже при непрерывной работе. По всей видимости, здесь имеют место либо ошибки при определении уровня, если считать, что подвеска насоса определяется точно, либо в таблицу режимов попадают «старые» значения уровня, не скорректированные после проведения последнего подземного ремонта. Технологическим службам НГДУ (и цехов добычи в особенности) следует обратить на это особое внимание. Естественно, что перед анализом работы скважины дефектные значения уровня должны быть определенным образом скорректированы. Еще одна особенность нерентабельных скважин НГДУ «Бавлынефть» - работа с коэффициентами подачи, большими или равными единице.

Возможным источником такой ошибки может быть групповой замер дебита скважин с последующим разбиением суммарного дебита группы по отдельным скважинам. При таком разбиении следует учитывать производительность установленного в скважинах оборудования, а также замену оборудования на более или менее производительное. [15]

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: S2 (кратковременный) или S3 (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).

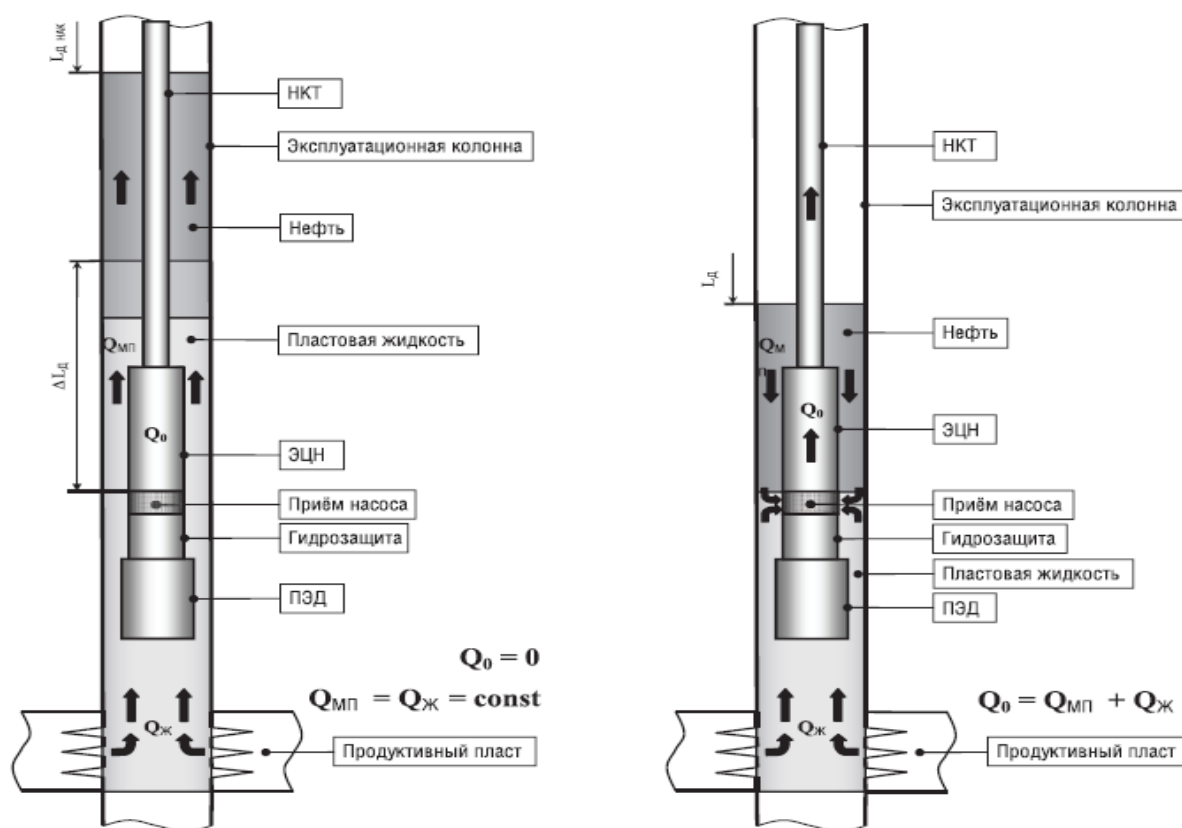


Рисунок 10 - Накопление и откачка жидкости при кратковременной - периодической эксплуатации

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.

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.

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.

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: $2,05 \div 4,2$.

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%.

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.

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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования периодической эксплуатации скважин установками электрического центробежного	Расчет удельных затрат на электроэнергию, при периодической

насоса: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	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	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; 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	
07.03.2019	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		27.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич		27.03.2019

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Шингинское месторождение

Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной - периодической эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление. Для того чтобы информация была наиболее актуальной для анализа возьмем

последний по временному отрезку период, при котором известно количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде.

Далее рассмотрим два случая. В первом будет рассматриваться эксплуатация всего фонда скважин механизированным способом без использования метода КПЭС таблица 13. 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 13 - Результаты непрерывной эксплуатации Шингинского месторождения (первый случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
Номинал, $\text{м}^3/\text{сут}$	45	50	80	100	124	
Диапазон подач, $\text{м}^3/\text{сут}$	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скважин для первого случая	25	40	30	25	12	
Сумма КПД по результатам испытаний для первого случая	0,37	0,48	0,23	0,21	0,10	
$W_{\text{расч}}$, кВт*сут	488,4	543,1	792,5	919,0	1125,1	
$W_{\text{факт}}$, кВт*сут	181,0	258,0	185,4	195,5	116,8	
Сумма $W_{\text{факт}}$, кВт*сут	4525	10320	5562	4887,5	1401,6	
$q_{\text{расч}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	35,0	50,0	80,0	100,0	124,0	
$q_{\text{факт}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$ на 1 скважину	35,0	50,0	18,7	21,3	12,9	
Сумма $q_{\text{факт}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	875,0	2000,0	561	532,5	154,8	4123,3
$W/q_{\text{факт}}$, кВт/ м^3	5,17	5,16	9,91	9,18	9,05	
$W/q_{\text{факт}}$, 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 14 - Результаты непрерывной и периодической эксплуатации Шингинского месторождения (второй случай)

Параметры	Типоразмеры ЭЦН					Всего
Номинал, $\text{м}^3/\text{сут}$	45	50	80	100	124	
Диапазон подач, $\text{м}^3/\text{сут}$	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скважин для 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	

$W_{\text{расч}}, \text{ кВт}\cdot\text{сут}$	488,4	543,1	169,7	196,8	241,0	
$W_{\text{факт}}, \text{ кВт}\cdot\text{сут}$	181,0	258,0	88,7	112,2	139,6	
Сумма $W_{\text{факт}}, \text{ кВт}\cdot\text{сут}$	4525	10320	2306,2	2580,6	2512,8	
$q_{\text{расч}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
$q_{\text{факт}}, \text{ м}^3/\text{сут на 1 скважину}$	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
Сумма $q_{\text{факт}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	875,0	2000,0	444,6	492,2	478,8	4290,6
$W/q_{\text{факт}}, \text{ кВт}/\text{м}^3$	5,17	5,16	5,19	5,24	5,25	
$W/q_{\text{факт}}, \text{ руб}/\text{м}^3$	11,22	11,2	11,26	11,37	11,4	
$\Delta W/q_{\text{факт}}, \text{ руб}/\text{м}^3$	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.

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

Таблица 15 - 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
	Режим АПВ				Режим КПЭС			
19468	3,16	1,8	78	43,33	6,66	8	173	21,63
19469	0,2	0,2	4,2	21	8,16	11	180	16,4
15755	1,92	3	48	16	3,33	8,8	123	14
20720	0,41	0,3	8	26,67	0,41	0,4	8,9	22,25
19529	1	0,8	24,8	31	3,5	5,5	88,2	16
Среднее	1,338	6,1	32,6	26,72	4,412	33,7	114,6	17,01
Затраты на удельное потребление электроэнергии, рублей в сутки	1193				759			

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

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

Результаты расчета

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

4.1 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, $\rho=1,03$ г/см³. 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 устьевой 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.

4.2 Расчет параметров экономической эффективности

Расчёт прироста добычи нефти. Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q \cdot T_k \cdot K_{\text{Э}} \cdot K_U,$$

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 объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q_1 \cdot T_K \cdot K_{\Sigma} \cdot K_U = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,995 = 1156,2 \text{ тн.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

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

где N – число скважин

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = q_1 \cdot T_K^{1.} \cdot K_{\Sigma} \cdot K_U$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

4.3 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 16.

Таблица 16 - 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

4.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме (таблица 16).

Таблица 16 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол- во рабоч их, 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. Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48
8. Стропальщик	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:

$$З_p = Ч * Т * С_2$$

где Ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

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

С₂ – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

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

$$Д_p \frac{З_p * Н_{пр}}{100}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Sigma Д_p = 9838,47 \text{ руб.}$$

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

$$З_{рас} = \Sigma З_p + \Sigma Д_p$$

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

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

$$З_{р.к.} = З_{рас} * K_p$$

$$З_{р.к.} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.}$$

где K_p – районный коэффициент к зарплате

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

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

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:

$$З_{общ.осн} = (З_{р.к.} + Д_{сев}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

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

$Д$ – 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:

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

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 17 - 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

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

где $H_{\text{э/э}}$ – 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:

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\Pi} * n * H_a}{100}$$

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

H_a – годовая норма амортизации оборудования, %

n – число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 18 – 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:

$$A_{\text{м}} = \Sigma A_{\Gamma} * \frac{T_{\text{р}}}{T_{\text{к}}}$$

$$A_{\text{м}} = \Sigma A_{\Gamma} * T_{\text{р}} / T_{\text{к}}$$

где $T_{\text{к}}$ – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

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

$T_{\text{р}}$ – время проведения мероприятия

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

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 19.

Таблица 19 – 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:

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

где P_p – размер прочих расходов от прямых затрат, P_p – 5%

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

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

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

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

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

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

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

где C_p – размер цеховых расходов в % от прямых затрат $C_p = 14\%$

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

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 20 – 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

4.5 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.

$$C_2 = \frac{(C_{Г2} + \mathcal{Z}_{с.м.})}{Q_{11}}$$

где $C_{Г2}$ – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

$\mathcal{Z}_{с.м.}$ – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

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

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

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

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

4.6 Расчёт прироста прибыли

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

$$\Delta\P = \Pi_2 - \Pi_1$$

где Π_2 и Π_1 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\text{Ц} - C_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,90) * 13235,4 = 16267497,8 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\text{Ц} - C_2) * Q_{11}$$

$$\Pi_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 25622376,98 \text{ руб.}$$

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

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

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

4.7 Техничко-экономические показатели

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 21.

Таблица 21 – 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: 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.

Проведя анализ фонда установок электрического центробежного насоса работающих в режиме периодической эксплуатации скважин можно сказать, что широкомасштабное внедрение периодической эксплуатации скважин в промысловую практику. Позволит недропользователям увеличить добычу по нефти

на 10 - 15%, в 1,5 - 2 раза увеличить межремонтный период, сократить расходы на электроэнергию в 2 - 3 раза.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
--------------	-------------	------------------	------------

Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01
----------------------------	---------	----------------------------------	----------

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
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич		

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 22 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	1. Поражение электрическим током.	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.
	2. Неудовлетворительные метеорологические условия.	2. Пожароопасность.	
	3. Повышенный уровень шума и вибрации.	3. Взрывоопасность.	
	4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение.	4. Давление в системах работающих механизмов.	

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. [16]

Таблица 23 - 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 предназначены для защиты от земного и шагового напряжений).

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

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

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

Пожаро - и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, 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 $0,4\text{А} \cdot \text{мин}$.

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

- Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

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

Основные причины пожаров на производстве:

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

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

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

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

Таблица 24 – 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			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрыво-опасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	A	B-1a	ПА-Т1 ПА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока

Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозабор-ных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 25 – 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. [17]

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 оборудованиям 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 газа-нефтепроводах.
- Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами.
- Развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне - мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).
- Значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- Закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва.
- В случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей.
- Площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД.
- По периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора.
- На каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

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

- Ликвидировать источник разлива нефти.
- Оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации.

- Локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение.
- Собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Классификация чрезвычайных ситуаций

ЧС делятся по следующим признакам: природного характера, техногенного характера, биолого-социального характера, экологического характера.

Чрезвычайные ситуации природного характера:

- Геофизические опасные явления — землетрясения, вулканы и т.д.
- Геологические опасные явления — пыльные бури, оползни, сели, обвалы и т.д.
- Метеорологические опасные явления — бури, ураганы, смерчи, ливни, снежные заносы, заморозки и т.д.
- Гидрологические опасные явления — наводнения, паводки, половодья и т.д.
- Морские гидрологические опасные явления — штормы, тайфуны, цунами и т.д.
- Гидрогеологические опасные явления — опасно высокие уровни грунтовых вод и т.д.
- Природные пожары — лесные, торфяные, степные, хлебные и т.д.

Чрезвычайные ситуации биолого-социального характера:

- Эпидемии — массовое распространение инфекционных заболеваний людей.
- Эпизоотии — массовое распространение инфекционных заболеваний сельскохозяйственных животных.
- Эпифитотии — массовое распространение инфекционных заболеваний и вредителей сельскохозяйственных растений.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- Транспортные аварии — аварии на автомобильном, железнодорожном, авиационном, морском, и других видах транспорта.
- Пожары и взрывы — в зданиях, на коммуникациях и технологическом оборудовании.
- Аварии с выбросом химически опасных веществ, при их производстве, переработке, транспортировке.
- Аварии с выбросом радиоактивных веществ — аварии на АЭС, аварии с боеприпасами, аварии при транспортировке и хранении радиоактивных веществ.
- Аварии с выбросом биологических веществ — аварии на предприятиях, использующих БОВ, а также при их транспортировке.
- Внезапное обрушение зданий — обрушение зданий, коммуникаций, производственных сооружений.
- Аварии на электроэнеогетических системах — аварии на электростанциях и транспортных электроконтактных сетях.
- Аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения — аварии на канализационных, тепловых сетях, сетях электро- и водоснабжения.
- Аварии на очистных сооружениях сточных вод и промышленных отходов.
- Аидродинамические аварии — прорыв платин дамб, шлюзов.

Чрезвычайные ситуации экологического характера — чрезвычайные ситуации, вызванные изменением состояния суши, атмосферы, гидросферы, биосферы в результате деятельности человека.

5.3.2 Чрезвычайная ситуация техногенного характера – авария с открытым фонтанированием нефтесодержащих жидкостей и газа

На любом нефтегазовом месторождении можно столкнуться с такой проблемой как открытое фонтанирование нефтесодержащих жидкостей и газа. Более опасными, с точки зрения ликвидации фонтана и безопасного ведения работ являются:

- Фонтаны из нефтяной залежи с высоким показателем газового фактора по сравнению с фонтанами залежи с низким показателем газового фактора, потому что большое содержание газа в нефти увеличивает скорость развития газонефтеводопроявления, повышает вероятность возникновения пожара при фонтанировании, увеличивает риск токсичного воздействия на людей и окружающую среду;
- Фонтаны из газоконденсатной залежи по сравнению с нефтяными фонтанами по вышеупомянутым причинам.
- Фонтаны из залежи с первичной и вторичной газовыми шапками по сравнению с фонтанами из нефтяной залежи, потому что они начинаются как нефтяные, а затем достаточно быстро развиваются в газовый фонтан со всеми присущими ему особенностями.
- Фонтаны из газовой залежи по сравнению со всеми остальными по всем вышеупомянутым причинам.

При возникновении аварии на кустовой площадке нужно:

- Сообщать о случившемся руководителю предприятия (организации) и вызвать на скважину военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.
- Перекрыть при возможность запорными арматурами выкидные линии
- Отключить электроэнергию от АГЗУ, ВРБ, СУ, БРХ и т.д.
- Отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках (при быстрой загазованности территории вокруг

скважины отключать электроэнергию следует за взрывоопасной – загазованной – зоной).

- Принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов, которые могут оказаться в опасной зоне.
- Прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей.
- Побозначить опасную зону флажками либо сигнальной лентой, запретить всякое движение на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставить запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны.
- При необходимости принять меры к недопущению растекания нефтесодержащей жидкости.

При воспламенении НСЖ, в первую очередь нужно сообщить о ЧС на пульт управления. В случае воспламенения газа из газопровода высокого давления для снижения давления газа предварительно перекрывают задвижки по обе стороны поврежденного участка. После этого приступают к тушению пожара. Тушение пламени горящего оборудования и установок, находящихся под напряжением электрического тока. При тушении горящего оборудования и установок, находящихся под напряжением, возникает опасность поражения человека электрическим током, поэтому электрическая сеть должна быть выключена.

Особенности тушения некоторых видов пожаров основываются на различных принципах прекращения горения: разбавлении реагирующих веществ в зоне горения другими, веществами, изоляции реагирующих веществ от зоны горения, химическим торможением реакции, тушение жидкостей.

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 05.06.2003года.
- 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.

Требования безопасности при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах, Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций.

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил:

1. Проверку надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

2. Корпуса трансформатора и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

3. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

4. Установка включается нажатием на кнопки «Пуск» и «Стоп» или поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, персоналом, имеющим квалификацию группы I и прошедшим специальный инструктаж.

5. Работы по монтажу, проверке, регулировке, снятию на ремонт и установке

измерительных приборов и релейных аппаратов на станциях управления, а также переключение ответвлений в трансформаторах необходимо проводить только при выключенной установке, выключенном блоке рубильник - предохранитель, со снятыми предохранителями, двумя лицами с квалификацией одного из них не ниже группы III.

6. Кабель со станции управления до устья скважины прокладывается на специальных опорах на расстояние не менее 400 мм от поверхности земли.

7. Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

8. Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

9. Менять блок рубильник- предохранитель и ремонтировать его непосредственно на станции управления только при отключенном напряжении сети 380 В от станции управления (отключение осуществляется персоналом с квалификацией не ниже группы III на трансформаторной 6/0,4 кВ). [18]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

8. 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-в о «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.

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

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

11. 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.

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

13. 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

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

15. 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.

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

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

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

Приложение I
(справочное)

Selection and justification of the optimal performance of the electric centrifugal pump installations, in the mode of periodic operation in the fields of Russia

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Дудин Евгений Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		
-----------	--------------------------	--------	--	--

Консультант

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

Introduction

At present many deposits in Russia are at their late and closing development stages in conditions of reservoir energy shortage. Consequently the questions of any reasonability to extend their exploitation time and possibility to increase oil recovery coefficient arise. Vuktylskoye oil, gas and condensate field refers to such deposits. This deposit was brought into production in 1968 and is currently at its closing stage of development which is characterized by a number of problems connected primarily with low reservoir energy potential. The field development in the mode of reservoir exhaustion lead to significant losses of condensate (up to 100 million tons) in the reservoir and gas dissolved in it [2]. Soon the reservoir energy was not enough for flowing well operation. So some wells started to be operated using an artificial gas lift, that is, liquid-gas mixture was lifted by high pressure gas injection using a compressor in the annular. Application of any other mechanical way of extraction in such wells is extremely difficult because of high gas-oil ratio (HGOR), great depths and other complications. Long experience of gaslift units exploitation showed gaslift inefficiency in such conditions. To solve the problem it was suggested to convert one of the wells from the gaslift operation into operation using electric submersible centrifugal pump (ESP). The work progress, accepted technological solutions and obtained results are presented in the article. The problem of HGOR in reservoir fluids is typical for many wells operated by electric submersible pumps, thus solution of this problem is a vital task.

Well characteristic

It was decided to perform the ESP production test at well №53 of Vuktylskoye oil field. The main characteristics of the well are presented in Table 1.

Table 1- Basic data for well № 53, Vuktylskoye oil field.

Length to perforation holes, m	Hold-up depth (HUD), m	Gas-oil ratio (GOR), m ³ /m ³	Saturation pressure (SP), atm
3366	3422	184	122

Outgas oil density, kg/m ³	Mechanical admixture, mg/l	Dynamic oil viscosity, mPa*sec	Oil volume factor
835.6	612	10.8	1.440
Reservoir temperature, °C	Bottom hole pressure (BHP), atm.	SP/BHP	
66.4	80.57	1.52	
Water cut	Reservoir production mechanism	Collector type	
0.03	Dissolved gas	Carbonaceous, fractured-porous	

What concerns oil, according to physical-chemical properties degas oil is characterized by density as light (835.6 kg/m³), by paraffin weight content as medium paraffin base (5.4 %), by resin weight content as low-resin (1.4%), by asphaltene content as low asphaltenic (0.07 %). Volume content of the yield of light fractions boiling to 300°C is 50 %. Oil-chilling temperature is -5 °C.

Taking into consideration all mentioned above it can be concluded that besides HOGH the well is characterized by the following complications: big amount of mechanical impurities; closeness of SP and BHP, which causes oil degassing at great depths. Great depth of the well combined with low reservoir temperature and carbonaceous reservoir type lead to saline deposits along the fluid direction. Engineers had to select equipment appropriate for effective operation in given conditions. It was planned to operate the well in the constant (and the most effective) mode.

Equipment and operation mode selection

Equipment computation for the well was performed using NovometSel-Pro - a software program for selecting ESP. Let us describe the selection process in short. Initially specialists sent the customer a data acquisition where available information about the reservoir, the well, well survey and physical properties of the fluid was written. The obtained data were inserted into the program.

After that the inserted data were analyzed by the program and the most appropriate available equipment was selected. Parameters of the installation, its packaging and running depth were determined and graphical characteristic of the pump operation was obtained (Figure 2). In general, the program is capable of providing a great amount of textual and graphic information. Also 3-D modelling of the well including the well curvature is possible [1].

During data calculation of the well № 53 electric centrifugal pump UVNN5A-35-2600 with the operation range of 20-60 m³/day, comprising the following components:

- Top section, stage: VNN5A-35 (H 897 m) Number: 124
- Middle section, stage: VNN5A-35 (H 897 m) Number: 124
- Bottom section, stage: VNN5A-35 (H 803 m) Number: 111

- Motor: PEDN32-117-1000/00 with the current frequency of 50 Hz
- Gas separator with separation coefficient of 0.70
- Hydroprotection
- Submersible telemetering.

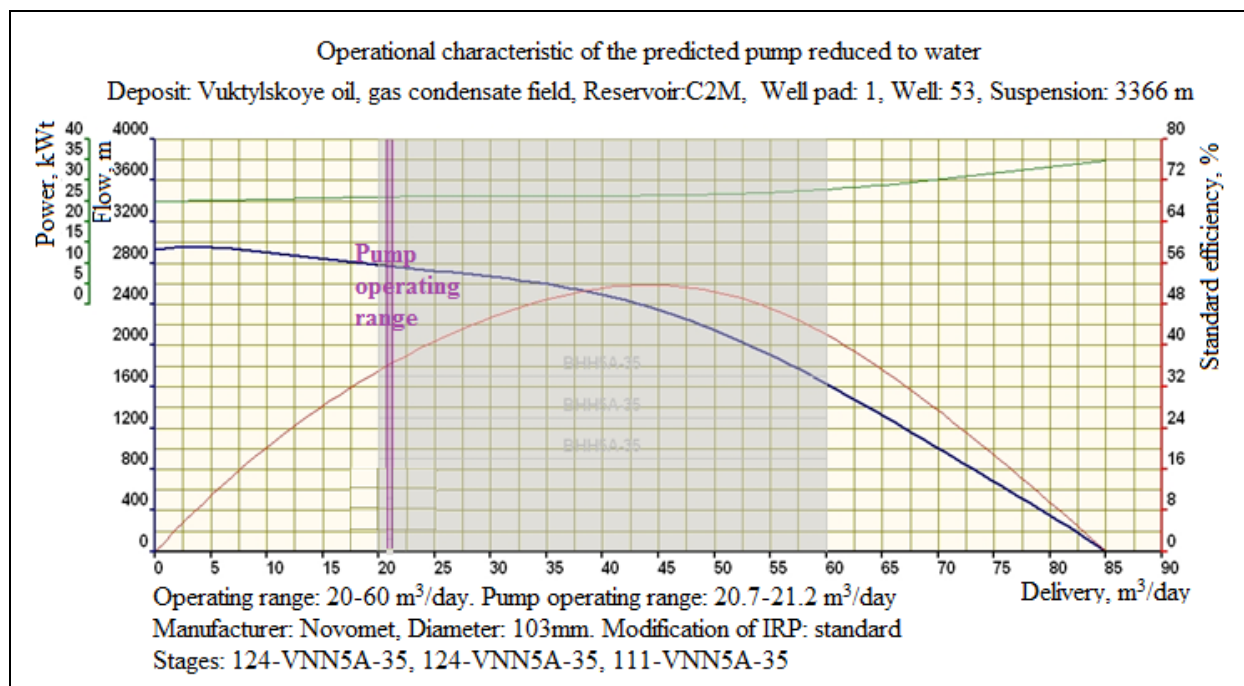
The pump-setting depth was 3070. The pump was operated by the field control station Electron-05-250. It allowed achieving the required pressure and feed by adjusting the frequency. Also the choke was used at the well-head.

The pump characteristics are presented in Figure 2. During selection of the pump the following reasons were considered:

According to the results of the research in 2012 influx from the reservoir in the well was about 12 m³/day, though the selected pump had the nominated value of 30 m³/day. Such value of the pump capacity was chosen for the purpose of the well swabbing by creating pressure drawdown to put the reservoir into operation.

Besides large mechanical impurities carry-over was expected after a capital work-over operation. It is obvious that such pump can operate in the given well not in the optimum way and with low efficiency. This can be seen in figure 1. However it was considered that it could overcome some complicating factors. Another very important solution was to use the choke at the well-head and pump running at great depth. Pump running at 3070m was essential to approach the intake module to the oil degassing point so that liquid gas mixture, but not free gas, was entrained into the pump.

Fig.1 - Operation characteristic of pump UVNN5A-35-2700



Gas separator was used for associated gas separation from fluid and decrease of gas component during further oil flow in the pump sections and completion tubing. It was planned to set the choke at the bottom value of the pass channel with a view to creating

high fluid pressure in the fluid end of ESP and the completion tubing, which was required to prevent oil degassing during its flow at the mouth.

Installation commissioning

The pump/installation was out into operation in April, 03, 2014. Initially the well-killing fluid was pumped, well swabbing was performed. After that, in April, 08, 2014, the well was transferred to accumulation at the inflow. The analytical result of the well-head samples showed that mechanical impurities content was lower than it was expected. The inflow from the reservoir in a given operation time was only 4 m³/day, which was significantly lower than the predicted inflow value of 14 m³/day. Nonconformance of the received values of inflow and impurities carry-over with the predicted values made it possible to make a conclusion about incorrect well killing, which caused decrease of the collector reservoir properties. It conditioned significant decrease of inflow from the reservoir and the value of impurities carry-over was less than it was predicted. Later these conclusions were confirmed. In the process of further work there was no success in getting the optimum inflow from the reservoir.

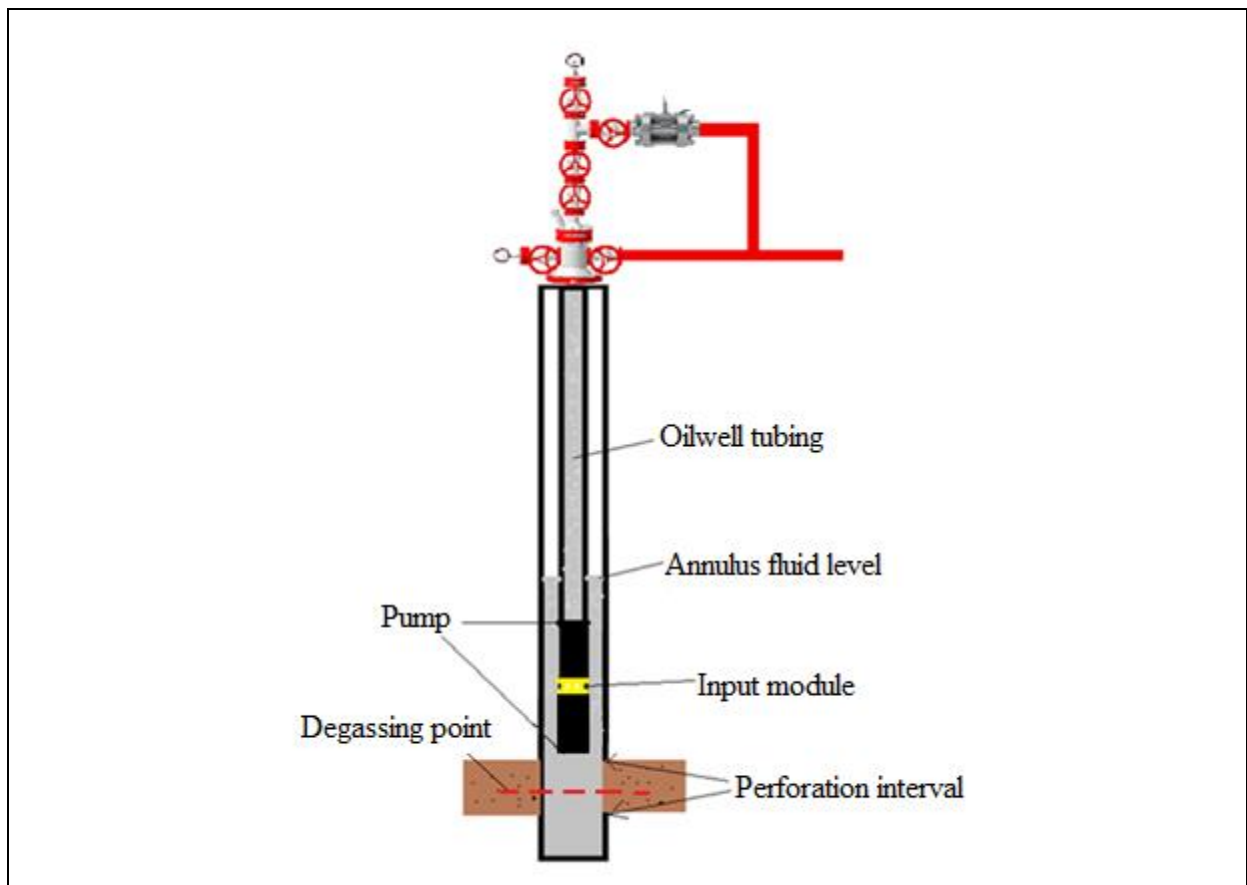
Nevertheless, in April, 09, 2014 the installation was again put into operation at constant duty. In this mode there were some attempts to increase the point of oil degassing close to the pump intake module (Figure 2).

Besides running the pump at greater depth was decided to increase the bottom-hole pressure (BHP). Increase of the BHP increases the ratio of SP to BHP, which results in move of the oil degassing point uphole. The pressure was increased by supporting static fluid level in the annulus along with pressurized gas. The valves from the annulus were closed in line for pressurizing.

It was unacceptable to use only the fluid pressure for increasing BHP in such conditions, because the required value of static fluid level had to be 1250 m, and such fluid volume would cause bigger decrease of the inflow from the reservoir.

From April, 09, 2014 till April, 11, 2014 the installation operation was stable, however in April, 11, 2014 it was shut-down because of low input pressure. From April, 11, 2014 till April, 21, 2014 the pump was constantly shut down, because the ground electrical facilities did not meet the requirements. Besides the power was switched off several times.

Fig.2 Main components of the system “reservoir-well-ESP”



In April, 21, 2014 the installation was put into operation in the same mode and its operation was stable till May, 05, 2014. The main parameters during that period were the following: well-head pressure = 23 – 30 atm; annulus pressure = 30 atm; and flow line pressure = 10 – 9 atm; choke = 3 mm.

From May, 5, 2014 to June, 01, 2014 it was impossible to achieve stability in the installation operation. Along with problems with electrical facilities there were frequent pump starvations, caused by nonconformance of the calculated inflow from the reservoir (for which the pump was selected) to the actual inflow. Therefore, incorrect well-killing and problems with ground electrical facilities did not allow stable installation operation in the constant mode.

However, it should be noted that the selected equipment and operation mode made it possible to overcome the main complicating factors and achieve operation without “throttle depressing cycle”. This is the key result, as on the basis of such further development experience becomes possible this technology at the wells with similar geological conditions.

As it was impossible to achieve stable pump operation in the constant mode the following solutions were made:

- 1) To operate the well in the periodic operation mode and use the present equipment;
- 2) To carry out acidization of the reservoir for increasing oil inflow;
- 3) To get electrical facilities running properly;
- 4) To select new and more effective equipment. It is planned to use new equipment in the constant mode which was tested during production run. Equipment running is

expected to be performed after the reservoir acidization.

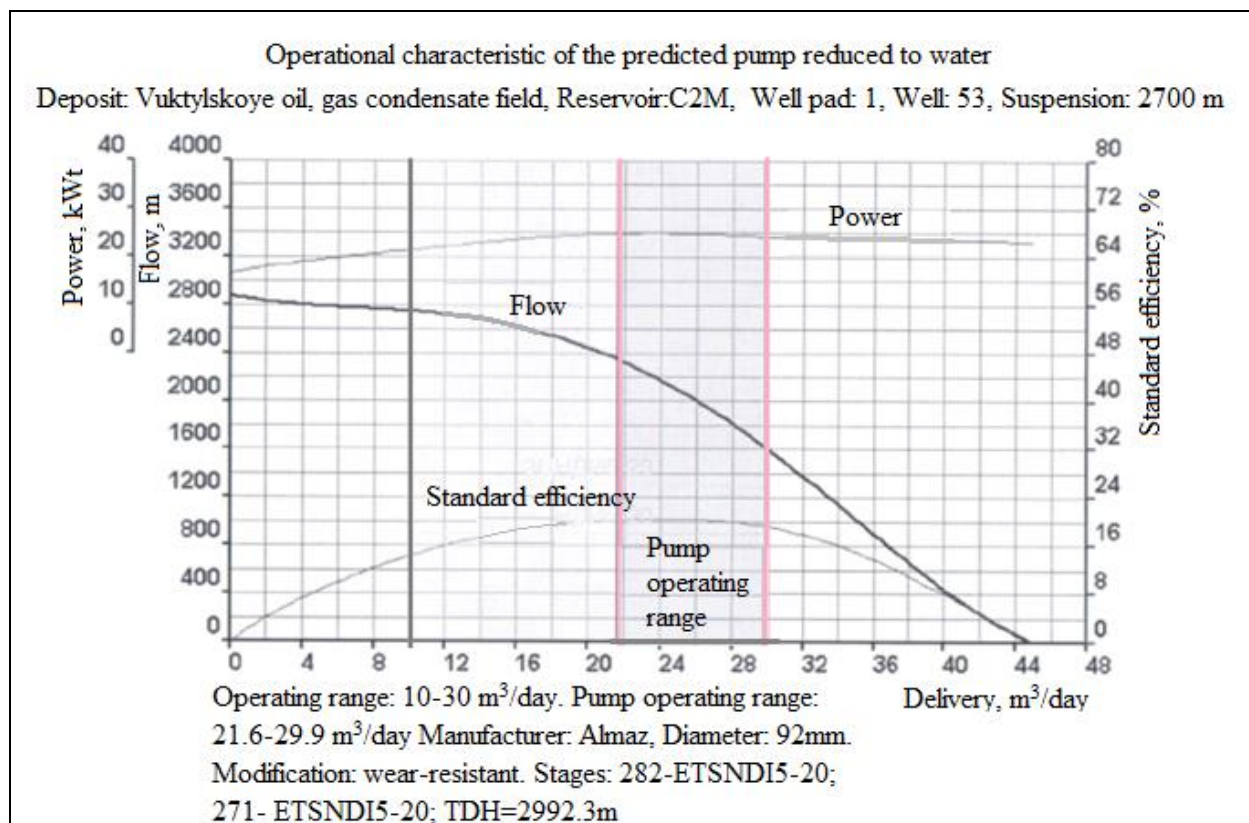
From June, 01, 2014 specialists made some attempts to find the most optimum operation mode.

Rotation of fluid pump-off and fluid accumulation cycles is considered to be a periodic operation mode. During accumulation the pump is shut-down and the fluid flows from the reservoir. A significant disadvantage of this mode is quick equipment wear because of periodic turning the power on and off and precipitating of the particles suspended in the solution after the pump shut-down.

In the course of the tests carried out from June, 01, 2014 till August, 21, 2014 an effective operation mode was found. In this mode the amount of the fluid drained from the well during the exhaust cycle of 6 hours was equal to the volume of the inflow fluid from the reservoir during the accumulation period of 18 hours. The installation operated with stability till August, 21, 2014, when it was shut-down because of the cable insulation fault. From this point on the well is temporarily shut-in and idle, and further engineering decisions are awaited.

For further well exploitation a new pump ETSNDI (ЭЦНДИ)-5-20-2450 with double gas separator- disperser and running depth of 2700 m was recommended. This equipment has less value of the rated pumping capacity which will allow drainage in the constant mode at low inflow from the reservoir. Also the pump will operate with acceptable efficiency value. The characteristic of the new pump is given in Figure 3. Such double gas separator-disperser will allow pump operating at high gas content at the gas intake (up to 90 %) [3]. It is planned to manage with early oil degassing by the tested way of shifting the degassing point increasing BHP and limiting oil supply by the choke to the well-head.

Fig.3 - Operation characteristic of the pump ETSNDI (ЭЦНДИ)-5-20-2450



Conclusion

As it can be seen the task has not been accomplished completely at this stage. However, the above mentioned suggestions should contribute to its further accomplishment. At the same time the conclusions drawn and the lessons learned can be used at other wells with similar conditions. The experiments like this one were carried out at Rostashinskoye and Zaikinskoye fields. The field tests of electrical submersible centrifugal pump operation of the wells row with HGOR were performed. The pumps with configuration similar to UVNN-5A-35-2700 ran at the depths close to the well depths. However, the majority of equipment failed after a short operation (up to 72 days of failure-free service). The reason for the breakdown of equipment was “big value of consumption gas content at oil reception (0.64-0.79) which resulted from low pressure at ESP reception” [4]. It is evident that some results were achieved at these fields, although the problem was not solved completely.

It can be concluded that cost-effective well operation in conditions of high gas-oil ratio, low reservoir pressure and great depths using ESP is possible. Nevertheless additional researches and expenses are required. Similar experiments will allow accumulating scientific data and field researches experience, and enlarging producing well stock.

Reference:

1. Ageev Sh.R. Software “NovometSel-Pro”, “ESP calculator”, “Energy efficiency calculation software”/ Sh.R. Ageev, A.M. Dzhalalov, I.V. Zolotarev, A.S. Ermakova, E.V. Poshvin// Burneft.– M, 2013 № 10. – Pp. 36–40.
2. Vuktylskoye oil, gas and condensate field – polygon for testing new technologies of reservoir simulation / A. A. Zakharov, V.V. Ivanov, R.M. Ter-Sarkisov, E, M Gurlenov// Gornyi zhurnal.– M, 2007 № 3.
3. Gas-separators-dispersant [electronic resource]: NOVOMET site– Electronic URL data:
<https://www.novomet.ru/rus/products/esp-systems-for-oil-production/downhole/intake/gas-separator-dispersant/>, free.
4. Ways of wells operation efficiency increase [electronic resource] – Electronic URL data: <http://neftandgaz.ru/?p=237>, free.