

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АЛГОРИТМ ПРИНЯТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА РЫБАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276-021.383(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	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 ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.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
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

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) 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич

Тема работы:

Алгоритм принятия технологических решений в осложненных условиях эксплуатации скважин на Рыбальном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.05.2019 № 3493/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Рыбальному месторождению, тексты научно-исследовательских работ, научно-техническая литература.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов по данным исследований керна. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным геофизических исследований скважин. Результаты гидродинамических исследований скважин. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных различными методами. Свойства и состав пластовых флюидов. Физико-химическая характеристика нефти по пластам. Свойства пластовых вод. Характеристика фонда скважин. Факторы, осложняющие эксплуатацию скважин на Рыбальном месторождении. Буровой раствор (первичное вскрытие пласта). Перфорация (вторичное вскрытие пласта). Жидкость глушения. Солеотложения. Основные причины отложения солей. Механические примеси. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на Рыбальном месторождении. Предложение по глушению скважин блокирующим гидрофобно-эмульсионным составом с реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2». Методы борьбы с солеотложениями на Рыбальном месторождении. Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах. Погружной скважинный контейнер "Трил - Св" для предотвращения от солеотложений. Применение технологии Minisqueeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины установкой дозирования. Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса. Ингибиторы солеотложений. Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений. Методы борьбы с механическими примесями. Кратковременная эксплуатация скважин - как способ борьбы с несколькими осложняющими факторами при эксплуатации малодебитных и среднедебитных добывающих скважин.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Обзор существующих осложнений на Рыбальном нефтяном месторождении</p>	<p>Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна</p>

Анализ применяемых технологических решений на Рыбальном нефтяном месторождении	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Обоснование и рекомендации применяемых технологических решений при эксплуатации механизированного фонда скважин на Рыбальном месторождении	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор существующих осложнений на Рыбальном нефтяном месторождении	
Анализ применяемых технологических решений на Рыбальном нефтяном месторождении	
Обоснование и рекомендации применяемых технологических решений при эксплуатации механизированного фонда скважин на Рыбальном месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З - 2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич		

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) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2019	Обзор существующих осложнений на Рыбальном нефтяном месторождении	20
30.04.2019	Анализ применяемых технологических решений на Рыбальном нефтяном месторождении	30
06.05.2019	Обоснование и рекомендации применяемых технологических решений при эксплуатации механизированного фонда скважин на Рыбальном месторождении	30
17.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, в том числе 14 рисунков. Список литературы включает 34 источника. Работа содержит 12 приложений.

Ключевые слова: ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПЕРФОРАЦИЯ, ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН.

Объектом исследования является механизированный фонд скважин на Рыбальном месторождении.

Цель работы – обзор существующих осложнений при эксплуатации добывающих скважин на Рыбальном месторождении, поиск технологических решений для предотвращения и борьбы с основными осложнениями, эффективность их применения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения об основных видах осложнений при эксплуатации добывающих скважин. Предложены мероприятия по борьбе и предупреждению осложнений. Представлен современный опыт внедрения кратковременной эксплуатации скважин, как способ борьбы против осложнений различного происхождения.

Проведены расчеты экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин установками электроцентробежного насоса.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ГИС - геофизические исследования скважин

УВ - углеводороды

ГДИС - гидродинамические исследования скважин

ПЗП - призабойная зона пласта

ЖГ - жидкость глушения

МРП - межремонтный период

ГРП - гидравлический разрыв пласта

КВЧ - количество взвешенных частиц

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса

ОК - обратный клапан

ПАВ - поверхностно-активные вещества

БГЭС - блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав

УОЭ - установка обратной эмульсии

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПСК - погружной скважинный контейнер

ПЭД - погружной электродвигатель

УДР - установка дозирования реагента

ГТМ - геолого-технические мероприятия

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ПСМ - погружной сепаратор механических примесей

СПО - спускоподъемные операции

ГНО - глубиннонасосное оборудование

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ОСЛОЖНЕНИЙ НА РЫБАЛЬНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
1.1. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований керна.....	13
1.1.1. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным геофизических исследований скважин	13
1.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин	15
1.1.3. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных различными методами	15
1.2. Свойства и состав пластовых флюидов	15
1.2.1. Физико-химическая характеристика нефти по пластам.....	16
1.2.2. Свойства пластовых вод	17
1.3. Характеристика фонда скважин	17
1.4. Факторы, осложняющие эксплуатацию скважин на Рыбальном месторождении	17
1.4.1. Буровой раствор (первичное вскрытие пласта).....	17
1.4.2. Перфорация (вторичное вскрытие пласта)	19
1.4.3. Жидкость глушения	20
1.4.4. Солеотложения	21
1.4.5. Основные причины отложения солей	22
1.4.6. Механические примеси	23
2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА РЫБАЛЬНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	26
2.1. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на Рыбальном месторождении	26
2.2. Предложение по глушению скважин блокирующим гидрофобно-эмульсионным составом с реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2»	29
2.3. Методы борьбы с солеотложениями на Рыбальном месторождении	36
2.3.1. Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах	36
2.3.2. Погружной скважинный контейнер «ТРИЛ - СВ» для предотвращения от солеотложений	38
2.3.3. Применение технологии minisqueeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим	41
2.3.4. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины установкой дозирования	43
2.3.5. Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса	43
2.3.6. Ингибиторы солеотложений	44
2.3.7. Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений.....	44
2.4. Методы борьбы с механическими примесями	45
3. ОБОСНОВАНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА РЫБАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	53
3.1. Кратковременная эксплуатация скважин- как способ борьбы с несколькими осложняющими факторами при эксплуатации малодебитных и среднедебитных добывающих скважин.....	53

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1. Экономическая эффективность при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин	61
4.1.1. Пример расчета эффективности кратковременной эксплуатации скважин.....	64
4.1.2. Непрерывная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом	64
4.1.3. Периодическая эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом	66
4.1.4. Кратковременная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса..	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1. Производственная безопасность.....	75
5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	75
5.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
5.4. Охрана окружающей среды	79
5.5. Защита в чрезвычайных ситуациях	81
5.5.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций на Рыбальном месторождении.....	81
5.5.2. Пожаробезопасность.....	81
5.5.3. Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайных ситуациях	82
5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
5.6.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	83
5.6.2. Организационные мероприятия.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	87

ВВЕДЕНИЕ

Ухудшение структуры запасов нефти, регистрируемое в последнее десятилетие, привело к увеличению вовлекаемых в разработку трудноизвлекаемых запасов, что ведет к количественному росту малодебитных и среднедебитных скважин. Объективно это приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В результате, сокращается межремонтный период стандартного нефтедобывающего оборудования, увеличиваются затраты на изготовление оборудования специального исполнения.

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

Существующие методы борьбы с осложнениями многочисленны и разнообразны. В осложненных условиях рентабельная эксплуатация добывающих нефтяных скважин невозможна без реализации методов, позволяющих максимально снизить влияние наиболее негативных осложняющих факторов. Многие скважины требуют при решении определенных вопросов индивидуального подхода.

Целью данной работы является процесс принятия технологических решений при эксплуатации скважин в осложненных условиях, для обеспечения надежной работы оборудования и снижения затрат на извлечение углеводородного сырья.

1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ОСЛОЖНЕНИЙ НА РЫБАЛЬНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований керна

Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов Рыбального месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований кернового материала.

Керн был отобран из восьми пробуренных скважин Рыбальной площади.

В продуктивной части разреза выделены следующие основные подсчетные объекты: пласт Ю₁¹, Ю₁³ и Ю₁⁴.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов Рыбального месторождения по данным исследований образцов керна приведены в таблице 1, (приложение А).

1.1.1. Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным геофизических исследований скважин

Выделение коллекторов производилось с использованием, установленных для них прямых и косвенных качественных признаков.

Прямым качественным признаком коллектора является проникновение фильтрата промывочной жидкости, вызывающее формирование глинистой корки и зоны проникновения фильтрата в породе. Косвенные качественные признаки обычно сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам могут принадлежать к коллекторам.

Коллектора васюганской свиты, при наличии полного комплекса ГИС, достаточно уверенно выделяются по прямым качественным признакам.

Для выделения коллекторов в скважинах с ограниченным комплексом использовалось значение нижнего предела пористости.

Пласт Ю₁¹ представлен двумя типами коллекторов схожими по емкостным свойствам, но сильно с различными фильтрационными свойствами.

Коллектора пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ однородны по данным ФЕС и имеют схожее строение.

Нижний предел пористости определен путем сопоставления динамической пористости, рассчитанной как $K_{\Pi}^{\text{ДИН}} = K_{\Pi}(1-K_{\text{ВО}}-K_{\text{НО}})$, с коэффициентом открытой пористости K_{Π} , где $K_{\text{ВО}}$ и $K_{\text{НО}}$ – соответственно значения коэффициентов остаточной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности.

Граничное значение K_{Π} соответствует нулевому значению динамической пористости, выше которого начинается фильтрация УВ в коллекторах.

Как видно из (рисунка 1) коэффициент пористости, рассчитанный по разным методам ГИС, хорошо сопоставим с керовыми данными. Для применения однотипного подхода в расчете коэффициента пористости во всех скважинах Рыбального месторождения за основной принят метод расчета данного коэффициента по радиоактивному каротажу, записанный во всех скважинах.

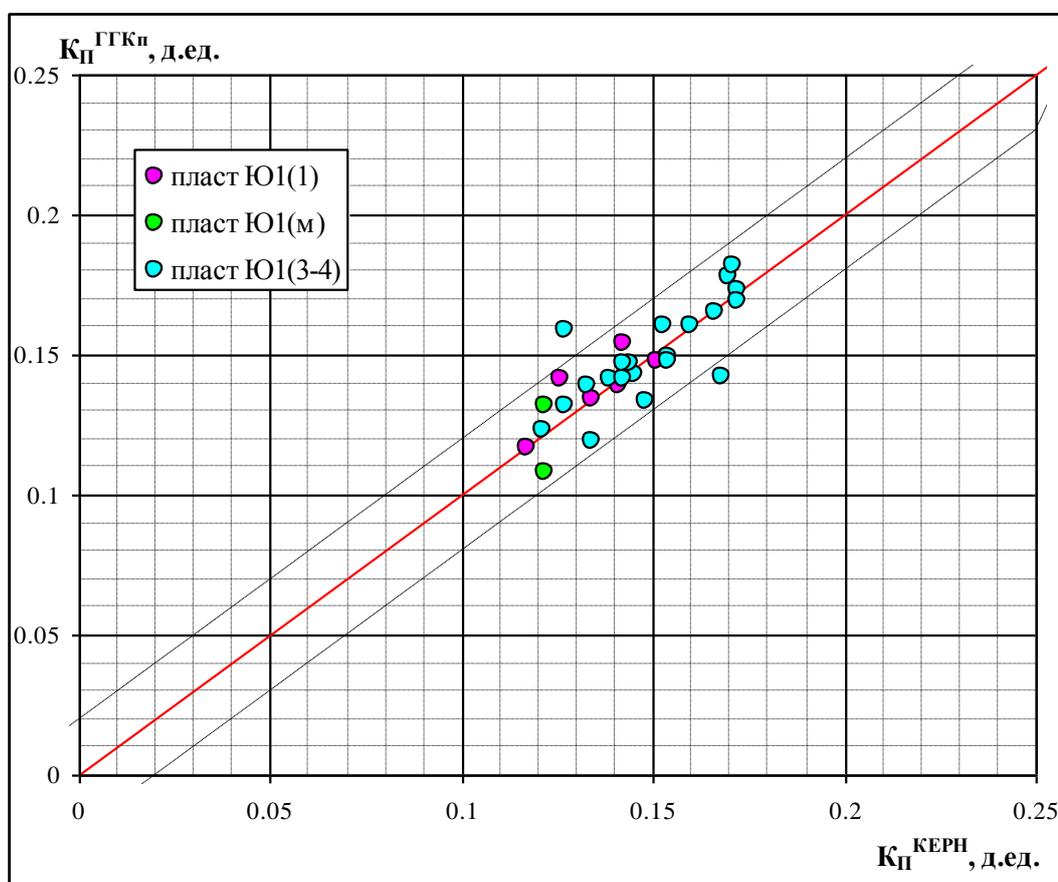


Рисунок – 1 Сопоставление коэффициентов пористости эффективных интервалов, определенных по керну и гамма-гамма плотностному каротажу

1.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин

Опробование перспективных на нефть и газ интервалов на Рыбальном месторождении осуществлялось как в открытом, так и в обсаженном стволе скважин. Всего исследовано 20 объектов, из них 7 в открытом стволе и 13 объектов опробовано в обсаженном стволе скважин после перфорации эксплуатационной колонны.

Из 7 опробований, проведенных в открытом стволе, 6 приходится на отложения васюганской свиты (пласты Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴) и одно на объект в отложениях палеозоя.

Анализ проведенных исследований свидетельствует, что пласты Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты, являются нефтеносными с низкими коллекторскими свойствами.

В целом, следует признать, что вскрытие продуктивных отложений Рыбального месторождения при репрессии неэффективно из-за их низких фильтрационно-емкостных свойств, загрязнения прискважинной зоны пласта и, соответственно, низкой способности коллекторов к самоочищению. Промышленные притоки нефти удалось получить только после проведения работ по интенсификации притока. Результаты исследования пластов Ю₁¹ представлены в таблице 2, 3, (приложение Б, В).

1.1.3. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств, определенных различными методами

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Рыбального месторождения, определенных различными методами (керна, ГИС, ГДИ) представлено в таблице 4, (приложение Г).

Наиболее статистически обоснованными являются результаты определения коллекторских свойств по ГИС.

1.2. Свойства и состав пластовых флюидов

Исследование физико-химических характеристик флюидов на Рыбальном месторождении проводилось по глубинным и поверхностным пробам, отобранных из скважин в процессе их испытания. Анализ физико-

химических свойств нефти и её фракционного состава выполнен в соответствии с ОСТ 153-39.2-048-2003.

1.2.1. Физико-химическая характеристика нефти по пластам

Пласт Ю₁¹ представлен двумя поверхностными пробами из скважин 411 и 412. Нефти данного пласта относятся к классу особо легких со средней плотностью 808,9 кг/м³ (по результатам анализа минимальная плотность в скважине № 412 равна 758,5 кг/м³, максимальная в скважине № 411 равна 859,3 кг/м³). По содержанию серы нефти малосернистые (среднее содержание серы 0,25%), высокопарафинистые (парафинов 7,75%), смолистые (смолистых силикагелевых 7,55 %). По вязкости нефти, извлеченные на поверхность, относятся к классу маловязких (при 20 °С вязкость равна 6,41 мм²/с, при 50 °С – 2,954 мм²/с).

Нефть пласта Ю₁¹ по глубинным пробам исследована в трех скважинах (405, 408, 410). Пробы из скважин 405 и 408 отбракованы. Из скважины 410 пробы совместные с пластом Ю₁⁴. По данным дифференциального разгазирования проб из скважины 410 нефть имеет среднюю плотность 727 кг/см³, газосодержание составляет 60,5 м³/т, объемный коэффициент равен 1,198.

Пласт Ю₁³ пробами нефти не охарактеризован, физико-химические свойства нефти приняты по аналогии.

Пласт Ю₁⁴ представлен одной поверхностной пробой из скважины 412. Нефти данного пласта относятся к классу легких с плотностью 835,0 кг/м³. По содержанию серы нефти малосернистые (среднее содержание серы 2,5%), парафинистые (парафинов 3,1%), смолистые (смолистых силикагелевых 7,3%). По вязкости нефти, извлеченные на поверхность, относятся к классу незначительно вязких (при 20 °С вязкость равна 4,58 мм²/с, при 50 °С – 2,35 мм²/с).

Нефть пласта Ю₁⁴ представлена одной глубинной пробой из скважины 410 отобранной совместно с пластом Ю₁¹. По данным дифференциального разгазирования нефть имеет среднюю плотность 727 кг/см³, газосодержание составляет 60,5 м³/т, объемный коэффициент равен 1,198.

Таким образом, рекомендуются следующие параметры: давление насыщения нефти составляет 7,1 МПа, газосодержание равно 60,5 м³/т, объемный коэффициент равен 1,198, плотность сепарированной и пластовой нефти равна соответственно 0,815 и 0,727 г/см³, динамическая вязкость равна 0,67 мПа·с, коэффициент объемной упругости составляет 14,3·10⁻⁵ МПа⁻¹, коэффициент растворимости газа в нефти – 9 м³/м³·МПа⁻¹ таблица 5, 6, (приложение Д, Е).

1.2.2. Свойства пластовых вод

Состав и свойства пластовой воды Рыбального месторождения были определены в скважине 406 в 1988 г. и в скважине 409 в 2008 г. по пласту Ю₁³⁻⁴. Минерализация пластовой воды, отобранной в скважине 406, составила 27 г/л, что является низким значением для верхнеюрских отложений. Поэтому за основу были приняты результаты анализа пластовой воды, отобранной в скважине 409 таблица 7, (приложение Ж).

Химический тип вод хлоридно-кальциевый (по В.А. Сулину). Основные солеобразующие компоненты представлены ионами калия и натрия, хлора, магния, кальция, гидрокарбоната. Общая минерализация пластовой воды составляет 43,2 г/л.

1.3. Характеристика фонда скважин

На 01.05.2019г. года общий фонд скважин по Рыбальному месторождению составил сорок три скважины, в эксплуатационном фонде числится восемь скважин, двадцать семь скважин в ожидании освоения, четыре скважины ликвидированы, две скважины в консервации, в контрольном фонде числится две скважины.

Характеристика фонда скважин Рыбального месторождения по состоянию на 01.05.2019 представлена в таблице 8, (приложение З).

1.4. Факторы, осложняющие эксплуатацию скважин на Рыбальном месторождении

1.4.1. Буровой раствор (первичное вскрытие пласта)

Эффективность добычи нефти и газа из скважины и разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) в период закачивания скважин.

Буровые растворы должны контролировать пластовое давление, выносить шлам, создавать глинистую корку, и, в идеале, наносить минимальный ущерб коллектору.

При бурении скважины гидростатическое давление раствора больше порового давления для обеспечения контроля над скважиной (предотвращения газонефтеводопроявлений). Следовательно, у раствора имеется движущая сила для проникновения в пласт (репрессия). Многие коллекторы являются чувствительными для повреждения от проникновения фильтрата раствора. При первичном вскрытии продуктивного пласта под действием репрессии происходит резкое поглощение фильтрата раствора и коагуляция коллектора до образования фильтрационной корки. После того, как сформировалась фильтрационная корка, она фильтрует раствор таким образом, что в пласт попадает только фильтрат. Фильтрационный раствор вызывает повреждения путем физического закупоривания пор, возникающих при набухании глинистых частиц.

Буровые растворы имеют значительное содержание твердых частиц, которые охватывают широкий спектр с точки зрения их размеров. Сам раствор обычно не может проникнуть в пласт, т.к. его многие твердые частицы больше чем размер пор в матрице породы. Следовательно, на поверхности породы откладывается фильтрационная корка. Закупоривание твердыми частицами может значительно снизить проницаемость, но из-за быстрого улавливания твердых частиц и построения внешнего фильтрационного порога происходит незначительное проникновение в пласт. Глины в песчаных пластах могут разбухать, после воздействия на них инородных жидкостей. При разбухании они закупоривают отверстия пор. Фильтрат раствора может вызывать дисперсию глины и ее перемещение по пласту. Такие глины могут закупоривать отверстия пор. При смешивании несовместимого фильтрата

раствора с пластовой водой, могут иметь место процессы солеотложений. Они также могут кольматировать поры.

Химический состав бурового раствора, большое давление на выходе бурового раствора и время проходки через продуктивную зону, все это вызывает повреждение пласта. Твердые частицы могут проникать в коллектор и мигрировать в самом коллекторе, что может приводить к закупориванию пор. Фильтраты жидкости могут вызывать обратные реакции в коллекторе, что приводит к отложению солей. Все эти факторы вызывают область повреждения вокруг ствола скважины и таким образом отрицательно влияют на продуктивность скважин.

1.4.2. Перфорация (вторичное вскрытие пласта)

Вскрытие продуктивных пластов проводится дважды: первичное - в процессе бурения, вторичное - перфорацией после крепления скважины обсадной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах - одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания и получения притока пластового флюида.

В общем случае при вторичном вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважиной жидкости (5 - 10 мм), стенку стальной трубы (6 - 12 мм), толщину цементного камня, а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора, которая может находиться в пределах от 40 - 50 до 100 - 150 мм и более. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации - преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной, а также обеспечить эффективность проведения различных мероприятий по интенсификации притоков и увеличению проницаемости призабойной зоны.

Широко применяемая кумулятивная перфорация не обеспечивает совершенной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной. При взрыве создается высокое давление и возникает ударная волна, в обсадной колонне и, особенно в цементном камне возникают нарушения, связанные с трещинообразованием, нарушением связи цементного камня с горными

породами и обсадной колонной, потерей герметичности заколонного пространства.

Перфорационные каналы, создаваемые при взрывных методах, имеют уплотненные стенки, а сами каналы засорены не только продуктами взрыва, но и различными разрушающимися деталями (герметизирующая резина, фрагменты ленты ленточных перфораторов и др.). При удачной пулевой перфорации в конце перфорационного канала находится пуля, что снижает эффективность фильтрации флюида.

1.4.3. Жидкость глушения

Капитальному и подземному ремонту скважин предшествует глушение скважин - технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт.

После капитального или текущего ремонта почти во всех скважинах отмечается снижение продуктивности вследствие загрязнения продуктивного пласта при глушении и собственно ремонте.

Одна из основных причин снижения продуктивности скважин после ремонта - несоответствие применяемых жидкостей глушения (ЖГ) геолого-техническим условиям. Основные требования к жидкостям глушения состоят в том, чтобы они имели плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодействия на пласт, обеспечивали максимальное сохранение коллекторских свойств пласта, регулируемость технологических свойств (взрыво- и пожаробезопасность, термостабильность) и успешное проведение различных операций, а также были технологичными в приготовлении и использовании.

Глушение скважин жидкостями на водной основе негативно влияет на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП). При проникновении солевого раствора или воды в нефтенасыщенный пласт снижается фазовая проницаемость пласта по нефти, что приводит к снижению дебита нефти и увеличению сроков вывода скважины на прежний режим работы. Снижение проницаемости ПЗП при глушении скважин жидкостями на

водной основе происходит сильнее в нефтенасыщенных коллекторах с низкой проницаемостью. Также солевые растворы и технические воды часто содержат большое количество механических примесей, что негативно влияет на проницаемость ПЗП.

Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорки жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта.

1.4.4. Солеотложения

Отложение неорганических солей в нефтедобывающем оборудовании в процессе разработки большинства месторождений России стало распространенным явлением при эксплуатации добывающих скважин. Наличие неорганических солей на поверхности рабочих органов насосов повышает их износ, приводит к заклиниванию вала ЭЦН, разрушению рабочих колес (рисунок 2).



Рисунок – 2 Отложения солей на рабочем колесе УЭЦН

В этих условиях межремонтный период работы механизированного фонда скважин существенно уменьшается.

Солеотложения также присутствуют в групповых замерных установках, нефте- и газосборных коллекторах, системах подготовки нефти и т. п. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов и типов вод, используемых для поддержания пластового давления, предопределило разнообразие причин

образования отложений неорганических солей на поверхности оборудования, а также различие в их составе для разных месторождений.

1.4.5. Основные причины отложения солей

Любое твердое вещество растворяется в воде до тех пор, пока раствор не достигнет предельной или равновесной концентрации, при которой за равные промежутки времени растворяется и осаждается одинаковое количество вещества.

Выпадение вещества в осадок происходит из перенасыщенных растворов, когда концентрация вещества в растворе по тем или иным причинам превышает предельную растворимость (равновесную концентрацию).

На Рыбальном нефтяном месторождении солеотложения представлены преимущественно карбонатом кальция (кальцитом), а также сульфатами и другими солями.

Существует два условия образования перенасыщенных растворов: возрастание фактической концентрации ионов и снижение растворимости. Возрастание фактической концентрации ионов (первое условие образования перенасыщенных растворов) возможно под влиянием нескольких процессов.

Во-первых, концентрация повышается при испарении (вообще при удалении) растворителя - воды. Во-вторых, она может повыситься при смешении вод разного состава. В-третьих, обогащение подземных вод некоторыми ионами происходит за счет растворения (выщелачивания) горных пород, а также растворения в воде газов, находившихся ранее в свободном состоянии или растворенных в нефти.

Снижение произведения растворимости (второе условие образования перенасыщенных растворов) происходит в результате трех процессов. Во-первых, на него влияет изменение температуры и давления, происходящее в подземных пластах, скважинах и наземных коммуникациях в процессе разработки залежей нефти, подъема и транспортировки продукции. Во-вторых, может оказывать влияние дегазация воды, происходящая при изменении термобарических условий. В-третьих, растворимость данного вещества может

снижаться при изменении общей минерализации и содержания в воде ионов, не входящих в состав данного вещества.

Таким образом, основное условие солеотложения - это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы:

- испарение;
- смешение несовместимых вод;
- растворение горных пород и газов;
- изменение термобарических условий;
- дегазация воды;
- изменение общей минерализации воды.

Все указанные процессы реально происходят в нефтепромысловой практике, оказывая своё влияние на солеотложение. Их появление зависит от начальных геологических условий месторождения и осуществляемой системы разработки. Так, осадки сульфатных солей образуются главным образом под влиянием смешения несовместимых вод и растворения гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в осадок в основном в результате изменения термобарических условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой, а также смешения несовместимых вод. Главная причина осаждения хлорида натрия - испарение воды и снижение температуры раствора.

1.4.6. Механические примеси

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий.

Вынос механических примесей на сегодняшний день является одной из основных причин снижения межремонтного периода (МРП) практически во

всех нефтяных компаниях России. Особенно остро данная проблема стоит в компаниях, широко практикующих интенсификацию добычи нефти и гидроразрыв пласта (ГРП).

Более высокое содержание КВЧ наблюдается в период вывода скважин на режим после ремонта как ПРС, так и КРС, при отработке после ГРП.

Механические примеси имеют как пластовое происхождение, так и заносятся с поверхности при проведении ремонтов. При увеличении депрессий на пласт следует ожидать и увеличение отказов, связанных с выносом твердых взвешенных частиц.

В таблице 9, (приложении И) представлены максимальные значения механических примесей согласно отчета, химико-аналитического анализа скважин Рыбального месторождения за последние полгода.

Отключения электроэнергии, как плановые, так и внеплановые увеличивают количество остановок и последующих запусков. Из опыта эксплуатации нефтяных месторождений при каждом запуске и выводе на режим отмечается повышенное содержание механических примесей в продукции скважин, что отрицательно влияет на работоспособность оборудования. С каждым дополнительным запуском, повышается вероятность преждевременного отказа насосов.

Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса проппанта после ГРП.

Статистика причин отказов УЭЦН показала, что для высокодебитных скважин высокое КВЧ является одной из проблем добычи. Отмечены замены УЭЦН в связи с их заклиниванием, что, в частности, обусловлено выносом КВЧ в условиях форсированного отбора (рисунок 3).

Увеличение выноса механических примесей приводит к следующим проблемам в эксплуатации УЭЦН:

- засорению проточных частей рабочих органов УЭЦН;

- ускоренному абразивному износу узлов трения УЭЦН;
- заклиниванию УЭЦН при пуске;
- оседанию механических примесей в нижней части колонны НКТ при остановках УЭЦН;
- негерметичности обратного клапана (ОК) УЭЦН.



Рисунок – 3 Механические примеси на рабочих органах УЭЦН

2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА РЫБАЛЬНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на Рыбальном месторождении

Рыбальное нефтяное месторождение характеризуется низкими ФЕС, что доказывают результаты гидродинамических исследований. Вскрытие продуктивных отложений Рыбального месторождения при репрессии неэффективно из-за их низких фильтрационно-емкостных свойств, загрязнения прискважинной зоны пласта и, соответственно, низкой способности коллекторов к самоочищению.

На основе гидродинамической модели был выполнен расчет варианта разработки без применения методов повышения нефтеотдачи. Технико-экономический анализ показал убыточность данного варианта. Поэтому для осуществления рентабельной эксплуатации Рыбального месторождения необходимо применение методов повышения извлечения и интенсификации добычи.

Исходя из фактического состояния разработки Рыбального месторождения с учетом коллекторских свойств пластов и строения залежей нефти, промышленные притоки нефти удалось получить только после проведения работ по интенсификации притока, путем применения ПАВ и проведения ГРП.

В 2012 году была расконсервирована скважина 410Р и после проведения ГРП введена в эксплуатацию. Скважина при испытании давала ≈ 3 м³/сут. на среднем динамическом уровне ≈ 1500 м. Проведенный ГРП (закачка 45 тонн пропанта в пласт Ю₁³⁻⁴) позволил устойчиво добывать на механизированной добыче 33 т/сут.

В 2013 году было пробурено пять эксплуатационных скважин, после проведения ГРП введены в эксплуатацию.

Усредненный прирост дебита жидкости составил 45 т/сут, нефти - 35,5 т/сут. Возросла обводненность на 5 %. Среднее время работы скважины в месяц

возросло в 2,9 раза, это позволило достигнуть результата увеличения месячной добычи нефти в 25,1 раза.

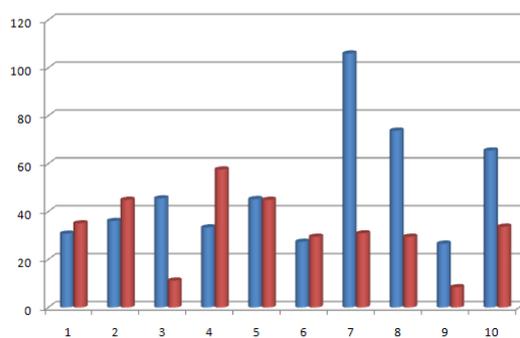
Полученный результат эффекта можно разбить на 2 группы. В первой группе скважины, практически не давшие притока до ГРП № 887 куста №1. Геологический разрез скважины представляется только нефтенасыщенными пропластками незначительной толщины. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 7,2 м до 9,2 м. Пласт представлен одним или двумя пропластками, средняя расчленённость 1,667. По лабораторным исследованиям керна пористость коллекторов варьирует в пределах 4,8 – 21,2 %, в среднем составляя 12,93 %. Диапазон значений проницаемости колеблется от 0,01 до $89,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя 7,2 мкм², средняя остаточная водонасыщенность составляет – 52,95 %. Средний дебит жидкости после проведения ГРП порядка 3 т/сут., обводнённость около 5%.

Во второй группе скважины, значительно увеличившие дебиты жидкости. В разрезе этих скважин нефтяные, водонефтяные и чисто водоносные пропластки. Средняя величина нефтесодержащих пропластков 9,1 метров. По лабораторным исследованиям керна пористость варьирует в пределах от 4,6 до 17,8 %, в среднем составляя 14,11 %. Диапазон значений проницаемости от 0,01 до $19,52 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем – $1,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя остаточная водонасыщенность составляет – 53,5 %. Дебиты жидкости по этой группе скважин достигали от 42 т/сут. (6 т/сут. до ГРП) до 106,2 т/сут. (8 т/сут. до ГРП). Обводнённость продукции по скважине увеличивалась сразу же после ГРП с 17 до 33%, снижалась в процессе эксплуатации до 11 %.

Наибольший эффект от применения ГРП по пласту получен по скважине № 595 куста №1. Расположена скважина в чистой нефтяной зоне. Геологический разрез нижней части продуктивного интервала представлен чередованием пяти тонких продуктивных нефтяных и водонефтяных пропластков. В верхней части разреза вскрыт пятиметровый высокопроницаемый пропласток.

По результатам промыслово-геофизических исследований, при наличии в кровельной части высокопроницаемых мощных пропластков, нижняя часть, представленная чередованием, не подключается в разработку. Проведение ГРП позволило получить приток со всего разреза.

По анализу ГРП видно, что полученный эффект не зависит на прямую от величины использованного объема проппанта (рисунок 4).

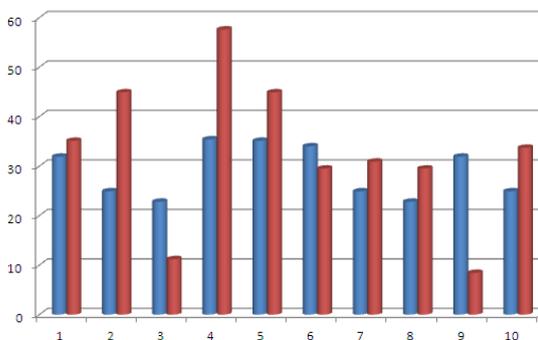


	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
■ V проппанта, т.	30,8	36,1	45,5	33,4	45,2	27,4	106	73,8	26,6	65,5
■ Q нефти, тыс. т.	35,1	44,9	11,2	57,6	44,9	29,5	30,9	29,5	8,42	33,7

Рисунок – 4 Соотношение Q нефти и V закачиваемого проппанта в пласт

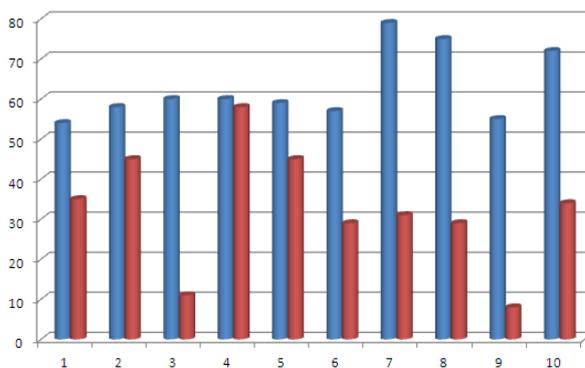
В среднем по сделанным операциям в пласт закачивается 49 тонн проппанта, при этом получаем вертикальную трещину со средней высотой в 27 метров и полудлиной в 71 метр, ширина трещины равна 0,54 см.

На рисунке 5, 6 приведены зависимости полученного дебита после ГРП от параметров трещины (высоты, полудлины).



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
■ Высота трещины, м	31,9	24,9	22,8	35,4	35,1	34	24,9	22,8	31,9	24,9
■ Q нефти, тыс. т.	35,1	44,9	11,2	57,6	44,9	29,5	30,9	29,5	8,42	33,7

Рисунок – 5 Влияние высоты трещины на полученный дебит нефти



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
■ Полудлинна трещины, м	54	58	60	60	59	57	79	75	55	72
■ Q нефти, тыс. т.	35	45	11	58	45	29	31	29	8	34

Рисунок – 6 Влияние полудлины трещины на полученный дебит нефти

Эффект от ГРП в нефтяных скважинах ОАО «Томскгазпром» на Рыбальном месторождении за март 2015 года, представлен в таблице 10, (приложении К).

2.2. Предложение по глушению скважин блокирующим гидрофобно-эмульсионным составом с реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2»

В процессе эксплуатации скважины практически ежегодно проводят подземные, капитальные ремонты и другие работы, связанные с глушением скважины. Необходимость глушения скважин обусловлена возможностью её проявления при подземном или капитальном ремонте, причем вероятность самоизлива скважины тем выше, чем большая депрессия создавалась на забое в процессе эксплуатации.

Глушение скважины заключается в замене жидкости в скважине, состоящей из нефти, газа и воды, на задавочную жидкость с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодавления на пласт. Для удаления скважинной жидкости применяют прямую и обратную циркуляцию жидкости. Однако гарантировать полное замещение всего столба пластовой жидкости на технологическую при промывке нельзя, поэтому плотность

жидкости глушения выбирают такой, чтобы противодействие на пласт не превышало пластовое давление на 5 - 10 %.

В качестве технологических жидкостей для глушения скважин нефтяных месторождениях применяют водные растворы хлористого натрия (NaCl) и хлористого кальция (CaCl₂).

Широкое использование хлоридов кальция вызвано свойствами его растворов:

- низкой температурой замерзания (не выше минус 40 С);
- незначительными затратами тепловой энергии на подготовку раствора;
- удовлетворительной совместимостью с пластовыми водами;
- невысокой стоимостью и малой дефицитностью.

Как показывает практика эксплуатации нефтяных месторождений, глушение скважин водными растворами NaCl и CaCl₂ в большинстве случаев способствует загрязнению призабойной зоны и продуктивного пласта, что приводит к ухудшению фильтрационных характеристик эксплуатационных объектов и продуктивности скважин. Все это отрицательно сказывается на освоении скважины после её ремонта (длительный период вывода скважины на режим, потеря дебита скважины и т. д.). Восстановление первоначальной продуктивности скважины требует дополнительных работ, связанных с применением методов воздействия на призабойную зону пласта, т.е. большими затратами средств и времени.

Для исключения отрицательного влияния водных растворов NaCl и CaCl₂ на призабойную зону и продуктивный объект рекомендуется перед заменой скважинной жидкости на водный раствор NaCl и CaCl₂ закачка гидрофобно-эмульсионного состава, который является буфером между задавочной жидкостью и продуктивным пластом.

Блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав (БГЭС) представляет собой обратную эмульсию. БГЭС готовится на основе дизельного топлива или подтоварной нефти, реагента-эмульгатора и водного раствора CaCl₂. Как

показали лабораторные исследования, проникновение в пласт соленой воды приводит к уменьшению его фазовой проницаемости по нефти почти в 3 раза. Основной причиной уменьшения проницаемости является взаимодействие воды с поверхностью каналов фильтрации и увеличение насыщенности порового объема пласта водой.

Применение БГЭС при глушении скважин обеспечивает:

- исключение отрицательных явлений проникновения фильтрата жидкостей глушения;
- гидрофобизацию порового объема призабойной зоны пласта;
- блокирование поступления пластовой воды при пуске скважины в эксплуатацию;
- не снижение дебита скважины после освоения и запуска её в работу.

Учитывая достаточно высокую частоту проведения текущих и капитальных ремонтов скважин (1 ремонт в 1-1,5 года), а также технологичность реализации данной операции, эффективность технологии становится очевидной.

Для реализации данной технологии рекомендуется обратная водонефтяная эмульсия, стабилизированная реагентом-эмульгатором марки «ЯЛАН-Э2», как состав, разработанный специально для геолого-физических условий низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири.

Состав БГЭС, стабилизированный реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», по своим свойствам отвечает всем требованиям, предъявляемым правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, действующими отраслевыми инструкциями по безопасности работ при ремонте скважин. Этот состав негорюч, невзрывоопасен и не образует токсичных соединений в воздушной среде в присутствии других веществ или факторов. По степени воздействия на организм они относятся к IV классу опасности. Растворы сохраняют стабильность при положительных температурах, а при

отрицательных температурах возможно образование осадка неорганических солей, удаляемого либо отстоем, либо дополнительным перемешиванием.

По своим физико-химическим свойствам реагент-эмульгатор «ЯЛАН-Э2» является неионогенным поверхностно-активным веществом.

Первоочередной задачей при внедрении рецептуры новой технологической жидкостей является знание оптимальной концентрации в них ПАВ. Результаты проведенных исследований выявили способность реагента-эмульгатора «ЯЛАН-Э2» (полиэтиленполиамина, с легкой фракцией талового масла), к образованию агрегативно-устойчивых систем на основе водных растворов солей. Таким образом, использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) данного типа возможно в качестве реагента-эмульгатора как в технологиях сохранения фильтрационных характеристик ПЗП с терригенными (применение БГЭР) коллекторами. Следует также отметить, что составы обратных эмульсий, стабилизированные реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», обладают высокой термостабильностью, т. е. 100 %-ой агрегативной устойчивостью при 90 °С, что позволяет рекомендовать данный тип ПАВ для использования в условиях повышенных пластовых температур.

Данный состав разрабатывался для геолого-физических условий месторождений Западной Сибири, он обладает рядом свойств позволяющих рекомендовать его для применения. Ниже перечислены некоторые из них:

- БГЭС, стабилизированная реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», образует агрегативно устойчивые системы с водными растворами солей и кислот;
- БГЭС, стабилизированная реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», обладает 100 %-ой агрегативной устойчивостью при 90 °С;
- БГЭС, стабилизированная реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», при взаимодействии с породой-коллектором гидрофобизирует его (т.е. снижает фильтрационные сопротивления по нефти и увеличивает фильтрационные сопротивления по воде);

- БГЭС, стабилизированная реагентом-эмульгатором «ЯЛАН-Э2», обладает регулируемостью плотности и основных реологических параметров.

Эффективность технологии блокирования ПЗП перед подземным ремонтом скважин (ПРС) составом БГЭС подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на месторождениях Западной Сибири. Результаты испытаний показали высокую эффективность применения данной технологии в виде увеличения дебитов, сокращения сроков вывода скважин на режим и снижения обводненности добываемой продукции.

Исходя из анализа результатов применения БГЭС и анализа результатов лабораторных исследований можно сделать вывод о том, что данный состав обеспечит прирост добычи, снижение затрат на капитальный ремонт и снижение эксплуатационных затрат, связанных с попутным подъемом пластовой воды вместе с добываемой нефтью.

Реализация технологий с применением БГЭС путем их использования перед подземным ремонтом в качестве буфера между жидкостью глушения и перфорированной толщей коллектора позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

Контроль за качеством жидкости глушения включает в себя контроль элементами цепочки по приготовлению, транспортировке и закачке жидкости глушения.

Приготовление блокирующего состава возможно двумя основными способами:

- объемное приготовление;
- поточное приготовление.

Каждая из технологий имеет свою область применения и свои преимущества, определить, какая из них лучше, можно только по отношению к конкретному случаю, конкретной задаче по глушению.

При объемном приготовлении эмульсионный состав готовится порционно, объем порции зависит от объема емкости смешивания.

При поточном приготовлении эмульсия готовится непрерывно. Как правило, поточный метод применяют при приготовлении больших объемов эмульсии для глушения скважин полным заполнением ствола или при использовании эмульсии в работах по повышению нефтеотдачи пласта.

Для проведения щадящего глушения скважины необходимо от 1 м до 3 м³ БГЭС, поэтому конкретно для этого случая подходит способ объемного приготовления состава БГЭС. Состав БГЭС может поставляться на скважину либо в готовом виде, либо готовится прямо на месте. Примером устройства для объемного приготовления БГЭС является мобильная установка приготовления обратных эмульсий УОЭ-1 (рисунок 7).

Установка приготовления обратных эмульсий УОЭ-1 предназначена для приготовления углеводородных эмульсионно-дисперсных систем на основе реагента - эмульгатора, углеводородной фазы и технической воды в соответствующих пропорциях.



Рисунок – 7 Мобильная установка приготовления эмульсий УОЭ – 1

Глушение скважин может производиться прямым и обратным способом. При прямом способе, жидкость глушения закачивается через НКТ, при обратном - в затрубное пространство.

Процесс глушения (в пределах одного цикла) должен быть непрерывным. Расход жидкости глушения должен выбираться большим, чем

производительность скважины, путем регулирования скорости закачки или штуцерованием задвижки - для создания противодействия на пласт.

Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляется при ее прокачивании на поглощение.

Признаком окончания глушения скважины является соответствие плотности жидкости, выходящей из скважины плотности жидкости глушения, при этом объем прокаченной жидкости глушения должен быть не менее расчетной величины.

Проведен анализ современных технологий глушения скважин, применяемых на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Проанализированы основные проблемы, возникающие при подземном ремонте скважин. Рекомендованы альтернативные методы глушения скважин для Рыбального нефтяного месторождения:

1. Анализ технологий глушения, применяемых на Рыбальном нефтяном месторождении, показал негативное влияние традиционных жидкостей глушения на фильтрационные характеристики ПЗП после проведения подземного ремонта скважин.

После каждого проведенного ремонта, скважины не выходили на свои прежние параметры. Дебиты по скважинам были существенно ниже ожидаемых. В конечном итоге пришлось переходить с постоянного режима работы УЭЦН на периодический режим. Рекомендуется применение альтернативных современных технологий глушения скважин.

2. Предложено внедрение новой технологии глушения скважин с применением блокирующего состава, а именно, использование его в качестве буфера между задавочной жидкостью и пластом. Данная технология имеет ряд преимуществ перед традиционной технологией глушения скважин с использованием водных растворов солей, в частности, высокий коэффициент

восстановления проницаемости по нефти, небольшая глубина проникновения состава в ПЗП, гидрофобизация поверхности пор ПЗП, сокращение времени вывода скважины на режим.

2.3. Методы борьбы с солеотложениями на Рыбальном месторождении

2.3.1. Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах

Эффективность защиты скважины и скважинного оборудования с помощью ингибиторов определяется соответствием ингибитора и выпадающих в осадок солей, а также способом его доставки в добывающую скважину.

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения солеотложения в добывающих скважинах:

- периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств;
- установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором солеотложения в составе скважинного оборудования;
- размещение ингибитора в зумпфе скважины (шашки, капсулы);
- задавка ингибитора солеотложений в пласт.

Технологии различаются способом доставки ингибитора, областью защиты от выпадения солей, длительностью действия ингибитора, стоимостью проведения работ и др.

а) периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство.

Сущность этой технологии заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с частотой 1 раз в 15 или 30 дней в зависимости от дебита скважины. Обработке подвергаются скважины с низкими дебитами, в которых отсутствуют условия быстрого выноса всего объема ингибитора насосом, а эксплуатация сопряжена с неполным выносом

жидкости, скапливающейся на забое. Наибольшее влияние на условие неполного выноса оказывают дебит жидкости скважины и обводненность. Это позволяет оценить область применения технологий.

б) постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств.

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью поверхностной дозирующей установки. Технология применима при обводненности продукции скважины от 5 до 100%, дебите жидкости от 0,96 до 300 м³/сут. При более высоких дебитах существуют риски быстрого выноса ингибитора из зоны УЭЦН и снижения его эффективности. Недостатком технологии является то, что она защищает в скважине только области насоса и выше него. Без защиты остаются призабойная зона, забой скважины и область размещения погружного электродвигателя (ПЭД) в скважинах, оборудованных УЭЦН.

в) установка ПСК с ингибитором солеотложений в составе скважинного оборудования.

При использовании данной технологии, как правило, в скважине устанавливается система перфорированных трубных секций, заполненных ингибирующей солеотложение композицией. Определенная скорость подачи ингибитора обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 180 сут.). Одно из технологических ограничений технологии связано с максимальной нагрузкой на колонну.

г) размещение ингибитора в зумпфе скважины.

Ингибитор размещается в зумпфе скважины при проведении ее ремонта в виде шашек и капсул, обеспечивающих равномерный его вынос в скважину. Основным технологическим ограничением применения технологии являются ограничения по массе размещаемого в зумпфе скважины ингибитора из-за наличия рисков потери части реагента вследствие покрытия диффузионной зоны механическими примесями, поступающими из пласта.

д) задавка ингибитора солеотложения в пласт.

Технология заключается в ведении пачки ингибитора в призабойную зону пласта (ПЗП), где ингибитор адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП и постепенной десорбции ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, создавая условия для предупреждения отложения солей. Технология не имеет ограничения по дебитам жидкости и обводненности продукции скважины, может обеспечивать защиту скважинного оборудования в течение более 1 года.

Для принятия решения о выборе технологии доставки ингибитора в зависимости от скважинных условий, использован подход к представлению знаний в виде карт и шаблонов применимости технологий. Основными параметрами, влияющими на выбор технологии, являются дебит скважины и обводненность.

2.3.2. Погружной скважинный контейнер «Трил - Св» для предотвращения от солеотложений

Погружной скважинный контейнер «Трил - Св» представляет из себя жесткий контейнер, уникальной запатентованной конструкции, которая позволяет надежно дозировать ингибитор осложнений в концентрациях, необходимых для устранения проблемы (рисунок 8).



Рисунок – 8 Погружной скважинный контейнер

Контейнер «Трил - Св» является универсальным и может работать на скважинах с любыми параметрами их работы (дебит, обводнённость, температура и пр.). Отличительной особенностью его конструкции является то, что секции контейнера оснащены регулировкой, которая позволяет настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5 – 10 минут непосредственно перед спуском.

Использование контейнеров «Трил - Св» в промышленных условиях позволяет:

- эффективно дозировать ингибитор без специальных дозирующих устройств;
- дозировать ингибитор в эффективных минимальных концентрациях, что обеспечивает его совместимость с попутно добываемыми водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации и предотвращает образование побочных вторичных осадков;
- применять ингибиторы при добыче нефти из коллекторов с любой степенью проницаемости и любым пластовым давлением.

Ингибитор помещается в скважину в контейнере, который устанавливается под насос, перед спуском оборудования во время очередного ПРС, КРС (рисунок 9).

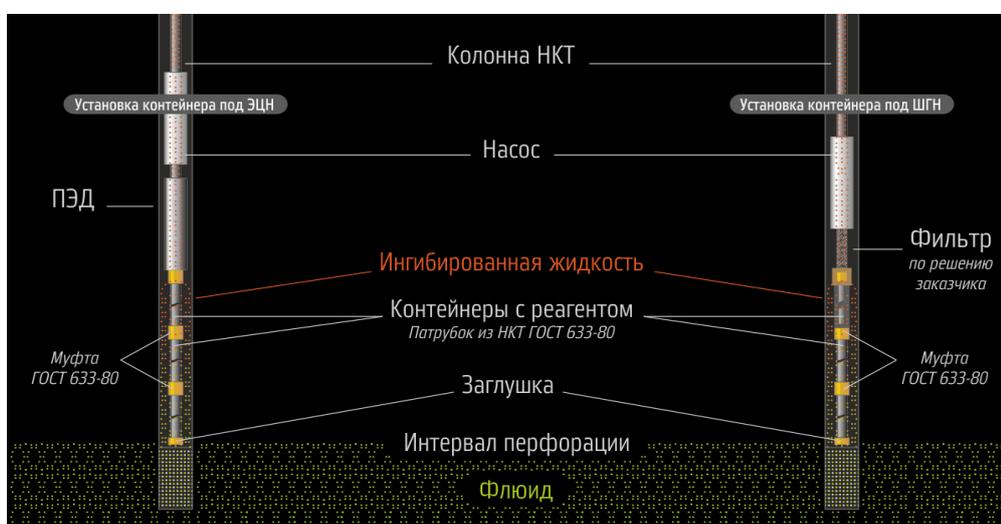


Рисунок – 9 Компоновка оборудования на скважине при спуске контейнера «Трил - Св»

Добываемая жидкость, омывая контейнер с размещённым в нем ингибитором, подвергается необходимой обработке.

Ингибитор «Трил - Св» не вступает в химические реакции с добываемой жидкостью. Принцип действия ингибитора сводится к обволакиванию микрочастиц солей, асфальтосмолопарафиновых веществ, находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования. Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов микрочастиц выпадающих в осадок. Таким образом, микрочастицы солей, асфальтосмолопарафиновых веществ выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Ингибитор «Трил - Св» работает по всей технологической цепочке добычи нефти.

Преимущества контейнера «Трил - Св»:

- универсальность - работает со скважинами с любыми параметрами и может применяться для защиты наземных трубопроводов;
- экономичность - возможность применения для защиты УЭЦН при вводе скважин в эксплуатацию после бурения или проведения ГРП;
- мобильность - секции по 1,5 - 1,8м легко транспортируются, переносятся вручную и не требуют дополнительных грузоподъемных механизмов;
- гибкость - возможность установки максимальной эффективности ингибитора, в связи, с чем отсутствуют проблемы досрочного вымыва или чрезмерной дозировки;
- надежность - корпус изготовлен из стандартной насосно-компрессорной трубы;
- автономность - не требует дополнительного обслуживания в процессе работы, что особенно актуально в труднодоступных местах и в зимний период;

- контроль - возможность контроля выноса ингибитора добываемой жидкостью по информационному иону;
- простота монтажа - монтируется на скважине как стандартная колонна НКТ;
- простота замены - возможность замены ингибитора путем вставки сменного вкладыша с ингибитором.

Применение погружного контейнера «Трил - Св» на скважинах Рыбального месторождения позволило значительно повысить МРП. При демонтажах УЭЦН практически перестали фиксироваться отложение кальцита.

2.3.3. Применение технологии Minisqueeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим

Специфика образования и отложения кальцита в период вывода скважины на режим заключается в следующем. УЭЦН оснащается мощным погружным электродвигателем (ПЭД), для охлаждения которого необходим значительный поток жидкости. Однако в условиях работы скважины после запуска изначально происходит откачка жидкости глушения из затрубного пространства, что приводит к застою жидкости в нижних слоях и перегреву ПЭД. Рост температуры, способствующий снижению растворимости кальцита, и высокое содержание Ca^{2+} повышают риски образования солей при выводе на режим.

Одной из наиболее эффективных технологий предупреждения выпадения солей является задавка ингибитора солеотложения в ПЗП. Результаты внедрения оптимизированной технологии Minisqueeze (обработка ПЗП путем задавливания не более 500 кг товарной формы ингибитора) для предотвращения отказов УЭЦН из-за солеотложений при выводе скважины на режим. Оптимизация заключается в экономии ингибитора и эффективном его выносе в диапазоне рабочей дозировки в течение небольшого времени. Предложенное решение включает три ключевых момента:

а) Закачка и продавка небольшого объема ингибитора в пласт во время ремонта скважины;

б) Расчет оптимальных объемов закачки для защиты скважины на время вывода на режим исходя из геологических и технологических параметров;

в) Неглубокая продавка, что снижает риски ухудшения ПЗП и обеспечивает оптимальный вынос ингибитора солеотложений.

Во время закачки на первом этапе происходят частичное вытеснение имеющейся жидкости глушения и смешивание ингибитора с оставшимся объемом ЖГ. Далее ингибитор солеотложения продавливается в ПЗП, где адсорбируется. На начальной стадии освоения, когда происходит только откачка ЖГ из затрубного пространства, ингибитор солеотложения, распределенный в объеме, защищает оборудование от солеотложения. Далее десорбированный ингибитор выносится вместе с частью ЖГ, проникшей в ПЗП при поглощении.

Метод Minisqueeze при выводе скважины на режим имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами ингибирования солеотложений. По сравнению с технологией большеобъемной задавки он характеризуется малым временем закачки, что незначительно увеличивает длительность ремонта, но снижает риски повреждения пласта и образования водных блокад вследствие закачки малым объемом водных растворов. Низкая концентрация ингибитора солеотложения при добавлении его в ЖГ не обеспечивает защиту скважины после запуска. Такие методы, как применение ингибиторов солеотложения по технологии постоянного дозирования с помощью поверхностных дозирующих устройств (типа УДР) или по технологии погружных скважинных контейнеров (ПСК) рассчитаны на незначительный дебит жидкости и обеспечивают защиту скважины от солеотложения в ПЗП и выше. Применение метода Minisqueeze особенно актуально в условиях интенсивного отбора пластовых флюидов, когда соли откладываются в ПЗП или интервале ПЗП - приеме насоса.

2.3.4. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины установкой дозирования

Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью дозирующей установки, подключенной к технологической затрубной задвижке скважины.

Под действием собственного веса струя ингибитора перемещается до динамического уровня, где происходит смешение со скважинной жидкостью в затрубном пространстве. Так как плотность водного раствора ингибитора выше плотности жидкости в затрубном пространстве, то под действием тяжести раствор поступает на прием УЭЦН. Ингибитор солеотложения практически не растворяется в нефти и не накапливается в жидкости затрубного пространства.

В течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5 - 10 раз превышает оптимальную дозировку. По истечении десятидневного срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня оптимальной дозировки.

2.3.5. Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса

По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН. Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины.

Наземное оборудование (рисунок 10) представлено дозирочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3).

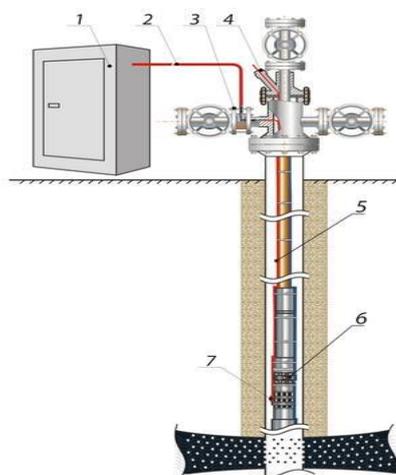


Рисунок – 10 Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

2.3.6. Ингибиторы солеотложений

Ингибиторы солеотложений нового поколения предназначены для эффективной защиты погружного и наземного оборудования месторождений от отложений карбонатов, и сульфатов магния, кальция, бария на всех стадиях добычи нефти. Данный вид ингибиторов отличает стабильность свойств в широком диапазоне температур (от -60 до $+140^{\circ}\text{C}$) и низкая коррозионная агрессивность. За время испытаний средний межремонтный период вырос более чем в три раза.

При использовании реагента «Акватек-512» зафиксирован рост средней наработки УЭЦН на отказ.

2.3.7. Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений

Комплексные реагенты серии «Акватек-515» предназначены для предотвращения солеотложений и коррозии путем формирования защитной пленки на подземном оборудовании добывающих скважин. Антикоррозийная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокируя гальванические механизмы, а ингибирующая солеотложения часть реагента предотвращает образование карбонатов кальция на верхних частях оборудования и трубопроводов. Ингибитор может применяться в широком

интервале температур, при высокой концентрации углекислого газа и осадкообразующих катионов в пластовой воде, имеет низкую температуру застывания. Высокая плотность ингибитора «Акватек-515» позволяет использовать его в капиллярных системах подачи. Ингибитор «Акватек-515» выпускается в двух видах: «Акватек-515Н» и «Акватек-515Е».

Марка «Н» предназначена для объектов, где проблема коррозии погружного оборудования более значительно преобладает над проблемой солеотложений (содержание антикоррозионной части намного выше, чем солеотложения). Марка «Е» - это оптимальное «равновесное» соотношение защитных свойств от солеотложений и коррозии. Ингибитор комплексного действия «Акватек» проходил испытания одновременно на нескольких месторождениях Западной Сибири. На Верх-Тарском месторождении ОАО «Новосибирскнефтегаз» его применение позволило заметно сократить количество отказов оборудования по причине солеотложений и коррозии. На Хохряковском месторождении ОАО «Варьеганнефтегаз» эффективность использования реагента превысила 90%. В этом случае, а также при испытаниях реагента на нескольких объектах компании «Самотлорнефтегаз», удалось существенно снизить скорость образования коррозионных процессов и сократить число отказов погружного оборудования по причине солеотложений.

2.4. Методы борьбы с механическими примесями

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счет уменьшения МРП насосов. Статистика причин отказов УЭЦН на месторождении показала, что для высокодебитных скважин высокое КВЧ является одним из основных проблем добычи. Отмечены замены УЭЦН в связи с их заклиниванием, что обусловлено выносом КВЧ в условиях форсированного отбора. Механические примеси могут являться продуктами

разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса проппанта после ГРП. Допустимые концентрации механических примесей при эксплуатации механизированным способом не должны превышать 0,3 г/л. С учетом вовлечения в разработку новых участков месторождений, сложности строения и неоднородности пластов, а также планируемых ГТМ следует предусмотреть защиту от этого типа осложнений.

Способы борьбы с механическими примесями:

- подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;

- при производстве сложных ремонтов, ГРП, кислотных обработок, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ – койлтюбинг. Для уменьшения объема перевозок и расходов рекомендуется применение гидроциклонной очистки промывочной жидкости. Разработанная конструкция на основе илопескоотделителя ИГ-45М с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, прямой или обратной промывки, очистку от механических примесей диаметром более 0,01 мм на 95 %;

- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей в процессе их приготовления. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Есть и другие аналоги;

- очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами (щетками, пескоструй, дробеструй), дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ;

- применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путем использования более стойких сталей и сплавов (типа «Нирезист»), упрочнения и создания защитной пленки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим или др. способами;

- применение при необходимости (по итогам анализов добываемых флюидов) индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых). Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на приеме насоса (фильтры MeshriteScreen, REDA Schlumberger, апробированные на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз»; фильтры типа ЖНШ, производства ОАО «Новомет Пермь», апробированные на месторождениях ОАО «Газпромнефть» в Ноябрьске);

- установка в интервале перфорации гравийных забойных фильтров – при интенсивном выносе проппанта или пластового песка (КВЧ более 500 мг/л) в течение длительного срока (более 6 месяцев после ГТМ), либо при быстрой кольматации проволочных и сетчатых механических фильтров (менее 1-2 мес); комплекс подземного оборудования ОАО «Тяжпрессмаш» (Рязань) для сооружения гравийного фильтра включает пакеры, проволочный или щелевой фильтр, устройства для намыва гравия прямой или обратной циркуляцией и последующих промывок фильтра. Известны также комплексные технологии предотвращения выноса песка типа FracPac (HalliburtonEnergyServices), сочетающие локальные ГРП пласта с гравийными забойными фильтрами, обеспечивающими длительную эксплуатацию скважин без существенного снижения дебита.

- закрепление проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм.

Далее более подробно рассмотрим наиболее распространенные методы борьбы с механическими примесями.

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

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц – 0,1-0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочистения за счет вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ПРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приеме насоса.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определенной максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы механических примесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой. Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм.

Пористость достигает 99%. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ПРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается

проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что механические примеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля (рисунок 11).

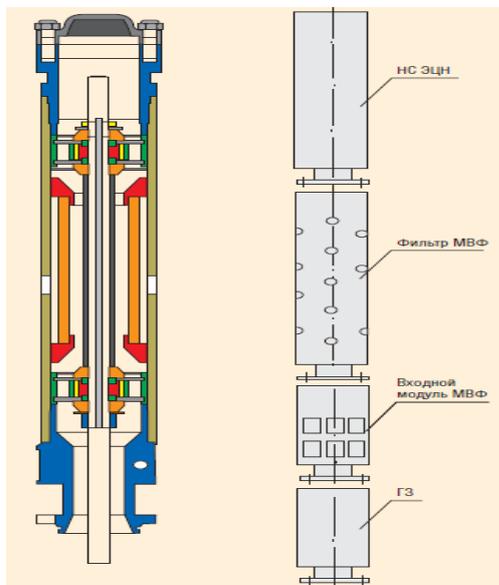


Рисунок – 11 Шламоуловитель МВФ ЗАО «Новомет-Пермь»

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А – 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита – 125 м³/сут., для габарита 5А – 280 м³/сутки. К недостаткам также можно отнести сложный и дорогостоящий ремонт данного шламоуловителя.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь») устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты.

Принцип действия следующий: Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил. Преимущества данного устройства

закljučаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток – сложная конструкция (рисунок 12).

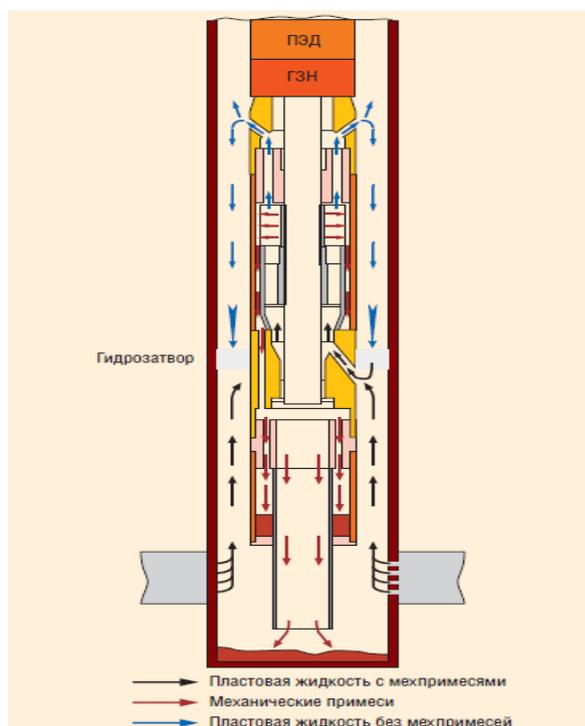


Рисунок – 12 Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть УЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом – муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО механическими примесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колон диаметром менее 168

мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов (рисунок 13).

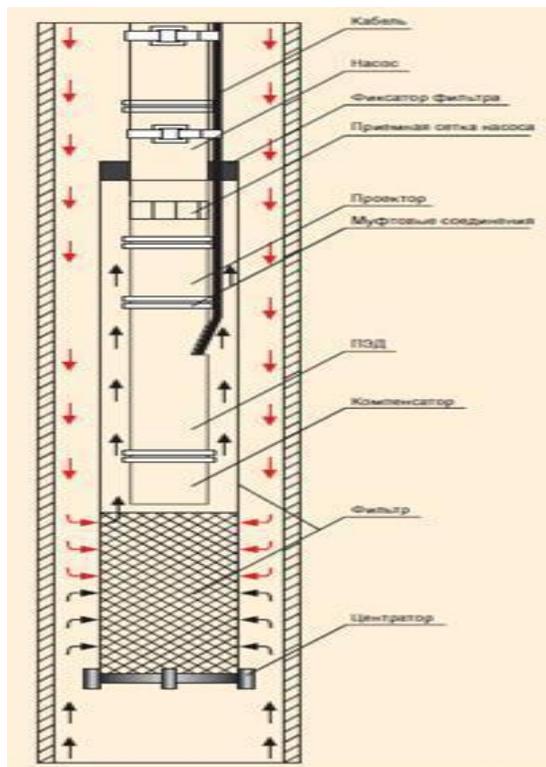


Рисунок – 13 Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

И наконец, последний из рассматриваемой группы – скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ПРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распакования пакера при СПО (рисунок 14).

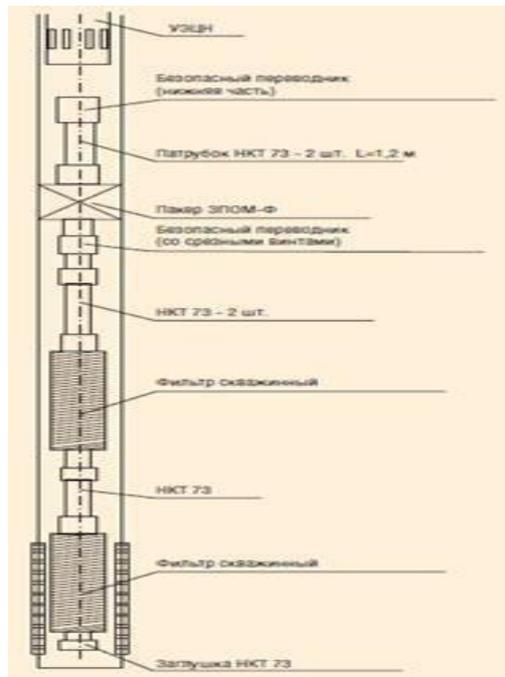


Рисунок – 14 Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73

3. ОБОСНОВАНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА РЫБАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В представленной работе рассмотрены причины и условия осложнений, а также методы и предложения для предупреждения и ликвидации осложнений, при эксплуатации скважин в условиях Рыбального месторождения.

Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов Рыбального месторождения, при первичном вскрытии, в качестве промывочной жидкости рекомендуется использовать ингибированный карбонатно-глинистый буровой раствор, или биополимерный буровой раствор.

С учетом коллекторских свойств пластов и строения залежей нефти, притоки нефти удалось получить только после проведения гидравлического пласта (ГРП).

Анализ технологий глушения, применяемых на Рыбальном нефтяном месторождении, показал негативное влияние традиционных жидкостей глушения на фильтрационные характеристики ПЗП после проведения подземного ремонта скважин.

Предложено внедрение новой технологии глушения скважин с применением блокирующего состава, а именно, использование его в качестве буфера между задавочной жидкостью и пластом.

Рассмотрены различные методы и способы борьбы с солеотложениями, механическими примесями, как на примере Рыбального месторождения, так и на примере других месторождений и добывающих компаний.

3.1. Кратковременная эксплуатация скважин - как способ борьбы с несколькими осложняющими факторами при эксплуатации малодебитных и среднедебитных добывающих скважин

Существующие методы борьбы с осложнениями многочисленны и разнообразны. Однако ни один из них не может решить все проблемы,

возникающие при эксплуатации нефтескважин в осложненных условиях.

Применяемые в настоящее время методы борьбы с осложняющими факторами, в подавляющем большинстве, отличаются низкой экономической эффективностью. Экономический эффект от увеличения МРП нивелируется дополнительными затратами, сопряжёнными с использованием конкретного метода борьбы с тем или иным осложняющим фактором. Данная проблема особенно актуальна на малодобитных и среднедобитных скважинах. В то же время, до сегодняшнего дня не существует универсального инструмента, позволяющего комплексно воздействовать на наиболее значимые из них. Все известные методы ориентированы на нейтрализацию негативного влияния лишь одного осложняющего фактора. При этом во многих случаях, нейтрализация негативных последствий одного осложнения влечет за собой усиление влияния другого.

Основной задачей, которую решает КЭС, является снижение себестоимости добычи нефти из среднедобитных ($Q_{ж} = 20 \div 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$) и малодобитных ($Q_{ж} = 5 \div 20 \text{ м}^3/\text{сут.}$) скважин.

С технической точки зрения КЭС представляет собой способ механизированной добычи нефти с помощью погружных центробежных насосных установок (УЭЦН) с регулируемым электрическим приводом, при котором кратковременную (минуты) откачку жидкости из скважины чередуют с относительно продолжительным накоплением жидкости в скважине (десятки минут).

Для КЭС используют УЭЦН производительностью $80 \div 250 \text{ м}^3/\text{сут.}$, имеющие наилучшие энергетические и эксплуатационные характеристики. Производительность установок превышает дебит скважин в несколько раз.

С технологической точки зрения КЭС обладает уникальной особенностью, заключающейся в ослаблении отрицательных проявлений всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов:

- а) высокой концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в откачиваемой жидкости;
- б) высокой температуры в зоне подвески добывающего оборудования;
- в) высокой интенсивности асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- г) высокой интенсивности отложения солей;
- д) образования стойких вязких водонефтяных эмульсий;
- е) высокой коррозионной активности среды;
- ж) осложнений при освоении скважин;

Что дает возможность упростить и удешевить борьбу с ними.

Подобные возможности появляются, во-первых, благодаря тому, что КЭС позволяет разделить способы регулирования производительности насосной установки изменением соотношения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине и развиваемого ею давления изменением скорости вращения УЭЦН. Во-вторых, все элементы УЭЦН работают при КЭС в кратковременном или периодическом кратковременном режиме, при которых реальная продолжительность работы не превышает продолжительности работы, необходимой для установления теплового равновесия элементов установки с окружающей средой. Следовательно, все оборудование менее теплонагружено, чем при непрерывной эксплуатации скважин. Указанные возможности позволяют при КЭС эксплуатировать все энергопотребляющее оборудование в оптимальных режимах, т.е. с максимальным КПД. Оптимизация режимов работы УЭЦН позволяет не только сократить расход электроэнергии, но и увеличить МРП за счет увеличения надежности работы оборудования.

Технологические возможности КЭС не ограничиваются оптимизацией эксплуатации отдельных скважин. КЭС дает большие возможности для оптимизации разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в целом.

Рассмотрим внедрение КЭС на примере четырех скважин. Три из них – в ОАО «Оренбургнефть» и одна – в ОАО «Юганскнефтегаз». Первой скважиной,

на которой была проверена возможность практической реализации преимуществ КЭС, стала скважина № 285 Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть».

При подборе оборудования не была учтена вязкость нефти (24,7 сПз). В результате, мощность ПЭД оказалась недостаточной даже для вывода скважины на стационарный режим. Ситуация заставила принимать решение: выводить скважину в стационарный режим, используя периодический кратковременный режим работы ПЭД при полуторакратной перегрузке по току.

В результате скважина вышла на стационарный режим, отличающийся от оптимального, что привело к снижению ее дебита. Но было убедительно подтверждено, что ПЭД при КЭС может работать со значительной перегрузкой без снижения надежности его работы. Как известно, при непрерывной эксплуатации скважин ПЭД обычно недогружен на 30-40% и его КПД составляет 70-80 %. При КЭС ПЭД работает в режимах близких к оптимальному, т.е. – с максимальным КПД.

До внедрения КЭС скважина № 285 ремонтировалась 6 раз за скользящий год, т.е. средний МРП составлял около 2 месяцев. Основными причинами отказов были отложение карбонатов в рабочих органах ЭЦН и высокое содержание мех. примесей, что приводило к заклиниванию насосов. К настоящему времени скважина № 285 отработала полгода и продолжает эксплуатироваться. Уже сейчас можно констатировать увеличение МРП более чем в 3 раза. Этот факт убедительно подтверждает гипотезу, согласно которой основной причиной отложения солей в рабочих органах ЭЦН является высокая температура, до которой они нагреваются при непрерывной эксплуатации скважин. При КЭС температура ЭЦН значительно ниже, поэтому интенсивность солеотложения при КЭС в несколько раз меньше, чем при непрерывной эксплуатации скважин.

Второй скважиной, эксплуатируемой с помощью КЭС, стала скважина № 2162 куста № 70 Фаинского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз». До внедрения КЭС данная скважина эксплуатировалась УЭЦН

производительностью 25 м³/сут. в периодическом режиме. Основными осложняющими факторами на скважине № 2162 являются: гидратообразование, АСПО и повышенное содержание механических примесей. Кроме того, скважина эксплуатируется при низких пластовых давлениях и высокой температуре в зоне подвески погружного оборудования.

Внедрения КЭС на данной скважине дало следующие положительные результаты:

а) за счет оптимизации режима эксплуатации скважины получен прирост дебита по жидкости с 6 м³/сут. до 14 м³/сут., по нефти – с 4 т/сут. до 9 т/сут., т.е. в 2,3 раза;

б) продемонстрирована возможность эффективной эксплуатации малодебитных скважин УЭЦН с помощью КЭС;

в) продемонстрирована возможность эксплуатации «горячих» скважин с помощью ПЭД обычного (нетермостойкого) исполнения;

г) продолжительность вывода скважины на оптимальный режим снижена с 3÷5 суток до 12 часов;

д) реализовано автоматическое регулирование производительности УЭЦН в зависимости от интенсивности притока жидкости в скважину с помощью системы погружной телеметрии.

Третьей скважиной, эксплуатируемой с помощью КЭС, стала скважина № 49 Пронькинского месторождения ОАО «Оренбургнефть». Основным осложняющим фактором на данной скважине является вынос проппанта после проведения ГРП и предельно допустимое содержание мехпримесей. Она эксплуатировалась УЭЦН производительностью 25 м³/сут. в периодическом режиме. Кроме того, на устьевой арматуре был установлен штуцер. Однако обеспечить эффективную эксплуатацию скважины № 49 с помощью УЭЦН производительностью 25 м³/сут. при дебите скважины менее 10 м³/сут. не удалось.

Предполагалось перевести скважину № 49 на эксплуатацию УШГН. Однако внедрение КЭС еще раз продемонстрировало возможность эффективной эксплуатации малодебитных скважин УЭЦН.

Процесс вывода данной скважины на оптимальный режим наглядно продемонстрировал основное достоинство КЭС: увеличение объемов добычи нефти за счет оптимизации режима эксплуатации системы «нефтяной пласт – скважина – добывающая установка». По мере увеличения динамического уровня наблюдался постепенный рост дебита скважины. Но при достижении расчетного динамического уровня дебит скважины значительно снизился.

Проведенный анализ позволил сделать вывод, что причиной данного явления стало разгазирование жидкости в призабойной зоне пласта (ПЗП). Резкое падение дебита явилось следствием образования в ПЗП газовой пробки. Снижение производительности добывающей установки позволило вывести скважину № 49 на оптимальный режим, при котором ее дебит равен максимально возможному ($10 \text{ м}^3/\text{сут.}$).

О том, что динамический уровень, соответствующий данному дебиту действительно максимально возможный, можно судить по падению тока в конце цикла откачки жидкости из скважины, свидетельствующем об увеличении содержания свободного газа на приеме насоса вследствие разгазирования пластовой жидкости в скважине.

Из всего сказанного выше можно сделать следующие выводы:

а) На примере четырех скважин, на которых внедрена КЭС, убедительно продемонстрирована достижимость основных заявленных достоинств КЭС. Главная из них – высокая экономическая эффективность. Значительное снижение себестоимости нефтедобычи достигается за счет увеличения объемов добычи нефти, увеличения МРП, сокращения расхода электроэнергии и сохранения стоимости оборудования на прежнем уровне.

б) С помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать УЭЦН не только среднедебитные скважины, но и малодебитные, вплоть до дебита $5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

в) Внедрение КЭС позволяет ослабить или полностью исключить отрицательные проявления всех основных осложняющих факторов. Благодаря КЭС удастся значительно увеличить МРП скважин, особенно из ЧРФ. Однако полностью исключить негативное влияние осложняющих эксплуатацию скважин факторов только за счет внедрения КЭС можно не всегда.

г) Использование современных СУ с ПЧ дает возможность полностью автоматизировать эксплуатацию скважин не только в процессе эксплуатации, но и при освоении скважин и выводе их на оптимальный режим, а также при проведении технологических операций по повышению нефтеотдачи пласта.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определение экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ эффективности с другими режимами работы скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение комплекса работ по проведению мероприятия
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявление, эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Экономическая эффективность при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин

Возможность осуществления КЭС и достижения его цели можно продемонстрировать на примере расчетов. Также для сравнения эффективности с другими режимами работы скважины, приведены расчеты режимов:

- непрерывной эксплуатации скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом;
- периодическая эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.

Для того чтобы оценить превосходство КЭС над другими режимами эксплуатации, необходимы следующие параметры скважины:

Q - дебит скважины,

H_{II} - глубина подвески установки,

h - высота статического столба жидкости над приемом насоса,

H_D - динамический уровень пластовой жидкости в скважине,

P_y (10 атм=100 м водного столба) - давление в выкидной линии устья скважины,

P_M - давление в межтрубном пространстве скважины,

$d_{НКТ}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

D_K - наружный диаметр НКТ.

По данным скважины рассчитаем необходимые для дальнейшей работы показатели.

Рассчитываем требуемый напор ЭЦН для подбора оборудования перед спуском в скважину по следующей формуле:

$$H_H = H_D + P_y - P_M, \text{ (м)} \quad (1)$$

Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины:

$$S = \frac{\pi \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - D_K^2)}{4}, \text{ (м}^2\text{)} \quad (2)$$

Далее по имеющимся данным рассчитаем показатели работы, по которым и будет проведено сравнение с режимами эксплуатации.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет рассчитываться по формуле:

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0}, \text{ (кВт)} \quad (3)$$

где Q_0 - подача ЭЦН в рабочем режиме, м³/сут

H_0 - напор ЭЦН в рабочем режиме, м

η_0 - КПД ЭЦН в рабочем режиме, %

Мощность ПЭД выбирается с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины.

Номинальный момент на валу ПЭД равен:

$$M = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - s_{\text{НД}})}, \text{ (Н} \cdot \text{м)} \quad (4)$$

где n - синхронная скорость вращения ПЭД, об/мин

$s_{\text{НД}}$ - скольжение ПЭД в рабочем режиме, %

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

$$V_C = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S}, \text{ (} \frac{\text{м}}{\text{мин}} \text{)} \quad (5)$$

$V_C=1$ соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,1 (кГс/см²)/мин

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{НД}}}, \text{ кВт} \quad (6)$$

где $\eta_{\text{НД}}$ - КПД ПЭД в рабочем режиме, %

Удельный расход электроэнергии равен:

$$P_{\text{УД}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H}, \text{ } \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (7)$$

Для периодического режима подсчитаем следующие дополнительные показатели:

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки) равна:

$$K = \frac{Q_0}{Q} \quad (8)$$

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

$$\varphi = \frac{Q_{\text{ПЕР}}}{Q} \quad (9)$$

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

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

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

$$t_{\text{НК}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \varphi)}{Q}, \text{ ч} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле:

$$t_{\text{ОТ}} = \frac{t_{\text{НК}} \cdot \varphi}{K - \varphi}, \text{ ч} \quad (11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{НК}} + t_{\text{ОТ}}, \text{ ч} \quad (12)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{ОТ}}}{T} \cdot 100, \% \quad (13)$$

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}}, \text{ кВт} \quad (14)$$

Средняя потребляемая мощность:

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{\text{ОТ}}}{T}, \text{ кВт} \quad (15)$$

4.1.1. Пример расчета эффективности кратковременной эксплуатации скважин

Исходные данные для расчета (взяты искусственно, для упрощенного отображения эффекта):

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

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

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

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

$P_V = 10 \text{ кгс/см}^2 (=100 \text{ м водного столба})$ - давление в выкидной линии

устья скважины,

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

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

$D_K = 73 \text{ мм}$ - наружный диаметр НКТ.

Рассчитывается требуемый напор ЭЦН, по формуле (1), для подбора оборудования перед спуском в скважину:

$$H_H = 1100 + 100 - 0 = 1200 \text{ (м)} \quad (1)$$

Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины по формуле (2) составит:

$$S = \frac{3,14 \cdot (123,7^2 - 73^2)}{4} = 0,0078 \text{ (м}^2\text{)} \quad (2)$$

Далее по имеющимся данным рассчитаем показатели работы каждого из сравниваемых режимов.

4.1.2. Непрерывная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций (332 ступени) и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Оборудование имеет следующие характеристики в оптимальном режиме:

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

$H_{ОПТ} = 1060$ м - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

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

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

$P_{НОМ} = 16$ кВт - номинальная мощность ПЭД,

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

$s_{НОМ} = 5\%$ - номинальное скольжение ПЭД.

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

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

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

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

Расчетаем мощность, потребляемую ЭЦН в рабочем режиме, по формуле (3):

$$N_0 = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0,35} = 12,18 \text{ (кВт)} \quad (3)$$

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

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

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

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

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 52,5 \text{ (н} \cdot \text{м)} \quad (4)$$

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_C = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 2,67 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right) \quad (5)$$

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

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 \text{ (кВт)} \quad (6)$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{уд} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right) \quad (7)$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 544800 руб., ПЭД16-117МВ5 524000 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электон-04-250» имеет стоимость 356000 руб. Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах. Общая стоимость оборудования составляет 1424800 руб.

4.1.3. Периодическая эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом

Для периодической эксплуатации скважин УЭЦН с нерегулируемым приводом обычно используют установки производительностью, превышающей дебит скважин не более чем в 2 раза. Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦНА5-45-1300, состоящим из двух четырехметровых секций (299 ступеней), и электродвигателем ПЭД28-117МВ5. Они имеют следующие характеристики:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Мощность ЭЦН составляет 65% от номинальной мощности ПЭД.

При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

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

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 28 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 91,9 \text{ (н} \cdot \text{м)} \quad (4)$$

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки), по формуле (8), равна:

$$K = \frac{52}{30} = 1,7 \quad (8)$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую обычно принимают $\phi = 0,9$.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определится по формуле (10):

$$t_{нк} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,9)}{30} = 2,5 \text{ (ч)} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины рассчитаем по формуле (11):

$$t_{от} = \frac{2,5 \cdot 0,9}{1,9 - 0,9} = 2,25 \text{ (ч)} \quad (11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит по формуле (12):

$$T = 2,5 + 2,25 = 4,75 \text{ (ч)} \quad (12)$$

Подсчитаем продолжительность включения УЭЦН по (13):

$$k = \frac{2,25}{4,75} \cdot 100 = 47,4 \text{ (\%)} \quad (13)$$

Вследствие того, что ПЭД имеют маслonaполненную конструкцию, их теплоемкость достаточно велика. Для установления теплового равновесия ПЭД с охлаждающей средой при работе с номинальной нагрузкой требуется 20÷40

минут в зависимости от мощности электродвигателя и условий его охлаждения. Поэтому полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины позволяют сделать вывод о том, что электродвигатель установки работает в продолжительном режиме.

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

С целью снижения отрицательного воздействия ударных пусковых перегрузок на МРП оборудования на практике устанавливается больший период эксплуатации, допуская дальнейшее снижение объема добычи нефти.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_C = \frac{52}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 4,63 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right) \quad (5)$$

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

Мгновенная мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{18,18}{0,825} = 22,04 \text{ (кВт)} \quad (6)$$

Средняя потребляемая мощность с учетом времени отбора равна:

$$\bar{P} = \frac{22,04 \cdot 2,25}{4,75} = 10,44 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{10,44 \cdot 24}{30 \cdot 0,9 \cdot 1,2} = 7,73 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right)$$

(7)

Стоимость ЭЦНА5-45-1300 равна 540000 руб., ПЭД28-117МВ5 638400 руб. Станция управления «Электрон-04-250» имеет стоимость 356000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 1534400 руб. Разность в стоимости

оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 109600 рублей.

4.1.4. Кратковременная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно воздействующих фактора: увеличение скорости износа УЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее:

$$Q_{ОПТ} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции (160 ступеней).

где $Q_{ОПТ} = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{ОПТ} = 1212 \text{ м}$ - напор насоса в оптимальном режиме,

$\eta_{ОПТ} = 59\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме,

$N_{ОПТ} = 30,14 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$P_{НОМ} = 32 \text{ кВт}$ - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{НОМ} = 85\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

При частоте 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин напор равен $H_{ОПТ} = 1320 \text{ м}$.

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

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

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

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

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

ПЭД32-117МВ5 при частоте 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{НОМ} = 42,7$ кВт - номинальная мощность электродвигателя,

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

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ (н} \cdot \text{м)} \quad (4)$$

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

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки), по формуле (8), равна:

$$K = \frac{173}{30} = 5,77 \quad (8)$$

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 $\varphi = 0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определится по формуле (10):

$$t_{НК} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,99)}{30} = 0,25 \text{ (ч)} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины рассчитаем по формуле (11):

$$t_{ОТ} = \frac{15 \cdot 0,99}{7 - 0,99} = 2,5 \text{ (мин)} \quad (11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит по формуле (12):

$$T = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ (мин)} \quad (12)$$

Подсчитаем продолжительность включения УЭЦН по (13):

$$k = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \text{ (\%)} \quad (13)$$

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

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_c = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 15,4 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right) \quad (5)$$

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

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

Мгновенная мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ (кВт)} \quad (6)$$

Средняя потребляемая мощность с учетом времени отбора равна:

$$\bar{P} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{уд} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right) \quad (7)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 314800 руб., ПЭД32-117МВ5 684000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все

остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электон-05-75» мощностью 63 кВА, которая имеет стоимость 508000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 1506800 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 27600 рублей.

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость КЭС и достижение поставленной цели. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный расход электроэнергии вопреки незначительному повышению стоимости оборудования.

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

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом (КЭС) по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность среди рассмотренных способов механизированной эксплуатации скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3 - 2Б4Г	ФИО Петлин Сергей Витальевич
---------------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Работа оператора по добыче нефти и газа на кустовой площадке.</p> <p>Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля.</p> <p>Опасные факторы – пожар, взрыв, поражение электрическим током, температурное воздействие, высокие давления.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – наводнение, ГНВП, лесные пожары</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Анализ вредных и опасных факторов.</p> <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума и вибрации – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны
<p>1. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность; – механическая опасность;
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране 	<p>Анализ воздействия на атмосферу.</p> <p>Анализ воздействия на гидросферу.</p> <p>Анализ воздействия на литосферу.</p>

окружающей среды.	
3. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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
3 - 2Б4Г	Петлин Сергей Витальевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

5.1. Производственная безопасность

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ДНГ, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- поддержание технологического режима обслуживаемых скважин;
- производить замеры дебита жидкости;
- систематический обход рабочих трубопроводов и добывающих скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу НПО;
- отбор проб из добывающих скважин для проведения анализа;
- ведение технической документации.

Работник подвержен вредному и опасному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 таблица 11, (приложение Л).

5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС, либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ

12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши.

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ доходит до 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются таблица 12, (приложение М).

Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование

мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

Механическая опасность. Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом.

Что бы обеспечить максимальную защиту аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны, клапаны отсекатели), на аппаратах под давлением должны находиться датчики давления, датчики температуры, уровнемеры, запорная арматура и система звуковой и световой сигнализации.

Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

5.4. Охрана окружающей среды

Анализ воздействия на атмосферу. Воздействие на воздушную среду выражается в загрязнении воздуха пылью и газами при работе технологического и вспомогательного оборудования. При транспортировке грузов особенно большое загрязнение атмосферы имеет место при эксплуатации автотранспорта. Токсичными выбросами двигателей внутреннего сгорания являются отработавшие газы и пары топлива из карбюраторного и топливного бака. Дизельные двигатели выбрасывают в атмосферу сажу. Также выброс загрязняющих веществ в атмосферу происходит в результате сжигания попутного нефтяного газа на факеле после первой ступени сепарации – факел высокого давления.

Выбросы углеводородов на каждой кустовой площадке происходят через не плотности соединений и уплотнений запорно-регулирующей аппаратуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений скважин и замерных установок. Количество ЗРА, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений зависит от количества и типа скважин на кустовой площадке, количества ЗУ и количества скважин, подведенных к ЗУ. Основные источники загрязнения атмосферы являются: факельная установка, нефтепродукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных, испытание скважин (нефть, газ, конденсат).

Анализ воздействия на гидросферу. Хотя объекты нефтегазового комплекса не являются мощными источниками загрязнения водной среды, тем не менее, находясь почти во всех районах страны, они прямо или косвенно могут оказывать воздействие на поверхностные и подземные воды.

Сточные воды (стоки) предприятий нефтегазового комплекса – это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и хозяйственно-бытового функционирования предприятий.

Основные потоки, образующие производственные загрязненные сточные воды, представляют собой:

- конденсационно-пластовые сточные воды, выделяющиеся в первичных сепараторах предприятий добычи и транспорта нефти и газа;
- подтоварные (пластовые) воды из резервуарных парков;
- технические воды после промывки оборудования;
- сточные воды с установок водоподготовки;
- сточные воды продувок котлов и систем оборотного водоснабжения;
- воды от прямоточных схем охлаждения различного оборудования;
- воды от вспомогательных производств (РМЦ, гаражи).

Анализ воздействия на литосферу. При освоении, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа в значительной мере изменяется природный ландшафт. Почвенный покров – основной элемент ландшафта – первым испытывает на себе это воздействие. В связи с механическим нарушением и нередко химическим загрязнением происходит постепенная деградация почв, которая стала одной из основных экологических проблем нефтегазового комплекса. Наибольший ущерб приносят аварии на магистральных нефте- и газопроводах. Так при одном порыве нефтепровода выбрасывается в среднем 2 т нефти, что выводит из строя 1000 м³ земли, а в результате аварии на газоконденсатопроводе на землю в среднем попадает не менее 2 млн т/год нефтепродуктов.

Механические нарушения почвенного покрова наблюдаются на всех объектах нефтяной и газовой отрасли и связано с:

- строительными работами (возведение буровых установок, устьевого оборудования, прокладка трубопроводов, строительство промышленных корпусов, жилых поселков и коммуникаций);
- рекультивационными работами (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и др.).

Основные причины химического загрязнения почв на объектах нефтегазовой отрасли следующие:

- на нефтегазодобывающих предприятиях: возникновение газовых и нефтяных фонтанов, самовозгорание газа, выбросы подземных высокоминерализованных вод, сброс загрязненных сточных вод на рельеф, разлив буровой жидкости, ликвидация амбаров, разлив метанола, поступающего от установки регенерации, складирование шламообразных отходов, излив пластовой смеси, выбросы продуктов сгорания топлива и т.д.;

5.5. Защита в чрезвычайных ситуациях

5.5.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций на Рыбальном месторождении

Аварии могут произойти из-за технических причин, или с участием человеческого фактора, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов.

Для Рыбального месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

5.5.2. Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и

складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций.

5.5.3. Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайных ситуациях

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

При возгорание и взрыве, необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.6.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

5.6.2. Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных

производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий) Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Растет доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах с неблагоприятными условиями ее извлечения, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технических средств.

Отрицательные проявления осложняющих эксплуатацию нефтяных скважин факторов является одной из основных проблем на современном этапе деятельности Российских нефтяных компаний.

При оценке результатов внедрения различных способов борьбы с осложняющими факторами превалирует организационно-технологическая оценка успешности. Основным критерием успешности считается увеличение межремонтного периода (МРП).

Применяемые в настоящее время методы борьбы с осложняющими факторами, в подавляющем большинстве, отличаются низкой экономической эффективностью. Экономический эффект от увеличения МРП нивелируется дополнительными затратами, сопряжёнными с использованием конкретного метода борьбы с тем или иным осложняющим фактором. Данная проблема особенно актуальна на мало- и среднедебитных скважинах.

Повышение работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба с различными осложнениями.

В данной работе рассмотрены способы и методы борьбы с различными видами осложнений, главной целью данной работы являются - предложения о наиболее современной и экономически выгодной технологии для борьбы с различными осложнениями.

Дальнейшее повышение эффективности мероприятий по предупреждению осложнений требует создания и функционирования интегрированной системы промысловых и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации скважин. В связи с этим необходимо внедрять новые методы борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Технологическая схема разработки Рыбального месторождения // Книга 1. - 2014г.
- 2 А.И. Булатов Теория и практика заканчивания скважин // ОАО Издательство «Недра», 1998. Т. 5 - 375с.
- 3 Ю.М. Басарыгин Бурение нефтяных и газовых скважин // ООО «Недра - Бизнесцентр», 2002. - 632с.
- 4 А.И. Булатов Освоение скважин // ООО «Недра - Бизнесцентр», 1999. - 473с.
- 5 Н.Г. Ибрагимов Осложнения в нефтедобыче // ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. - 302с.
- 6 Д.Г. Антоннади Факторы, затрудняющие добычу нефти
- 7 Ю.М. Басарыгин Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин // ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. - 543с.
- 8 Р.С. Камалетдинов Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании // 2009 г. 12-15с.
- 9 Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство», №12/2008г.
- 10 Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство», №8/2009г.
- 11 Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство», №11/2009г.
- 12 С.Н. Ануфриев Опыт эксплуатации УЭЦН в условиях повышенного содержания механических примесей // Инженерная практика. – 2010. – № 2.
- 13 М.А. Шашкин Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. - 2010. - №2.

14 Н.П. Кузьмичев Кратковременная эксплуатация скважин - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г.,

15 Н.И. Новицкий Основы менеджмента: Организация и планирование производства // – М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.

16 ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. Стандартиформ, 2014. – 23 с.

17 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18 ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.

19 СП 51.13330.2011. Защита от шума.

20 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.

21 ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

22 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

23 ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

24 ГН 2.2.5.1313-03.Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

25 ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

26 А.Н. Третьяков Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.

27 В.В. Тетельмин Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе // — Долгопрудный: Интеллект, 2011. — 352 с.

31 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

32 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

33 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

34 Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации.

Приложение А

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна Рыбального месторождения

Параметр	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ³	Ю ₁ ⁴
1 Коэффициент пористости			
1.1 Количество скважин	10	2	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	18.9	31	42.5
1.3 Количество определений	172	78	164
1.4 Минимальное значение, единиц	0.04	0.04	0.04
1.5 Максимальное значение, единиц	0.21	0.19	0.19
1.6 Среднее значение, единиц	0.13	0.13	0.14
2 Коэффициент проницаемости			
2.1 Количество скважин	10	2	8
2.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	18.9	31	37.8
2.3 Количество определений	154	73	155
2.4 Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0.01	0.04	0.01
2.5 Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	89.7	7.9	19.52
2.6 Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	7.2	1.39	1.9
3 Водоудерживающая способность			
3.1 Количество скважин	8	2	6
3.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	15.1	31	33.9
3.3 Количество определений	61	44	91
3.4 Минимальное значение, единиц	0.22	0.28	0.17
3.5 Максимальное значение, единиц	0.90	0.88	0.92
3.6 Среднее значение, единиц	0.53	0.66	0.54

Приложение Б

Таблица 2 - Результаты гидродинамических исследований скважин

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Толщина пласта, м	Дебит нефти, м3/сут.	Дебит воды, м3/сут.	Обводненность, %	Рпл/Рзаб, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа*м)	Гидропроницаемость, 10 ⁻² км ² *м / МПа*с	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	Вид исследования
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Пласт Ю ₁												
408	03.1980	2404.0-2422.0	18.0	Разгазированная пленка нефти и 1.1 м3 глинистого раствора			25.64 / 11.42					КИИ-2М-146
408	03.1980	2449.0-2467.0	18.0	Спуск некачественный			25.84 / -					КИИ-2М-146
408	03.1980	2458.0-2476.0	18.0	Спуск некачественный			25.03 / -					КИИ-2М-146
405	12.1987	2375.0-2416.0	41.0	Получено 150 литров нефти			24.32 / 11.08					КИИ-2М-146
405	03.1988	2399.0-2410.0	11.0	3.00	0.00	0	24.49 / 18.69	0.513	0.1069			ИК-КВД
406	06.1988	2459.0-2464.0	5.0	0.00	0.84	100	- / -	1.382	0.3838			КВУ
406	08.1988	2420.0-2425.0	5.0	2.52	0.00	0	- / -	0.012	0.0044			КВУ
406	08.1988	2420.0-2427.0	7.0	4.20	0.00	0	- / -	0.046	0.0133			КВУ
407	07.1989	2441.0-2446.0	5.0	0.10	0.00	0	- / -					КВУ
		2441.0-2446.0	5.0	1.15	0.00	0	- / -	0.005	0.0038			
408	05.1991	2443.0-2468.0	25.0	1.47	0.00	0	- / -					КВУ
		2443.0-2468.0	25.0	7.70	0.00	0	- / -	0.032				
408	07.1991	2416.0-2420.0	4.0	7.50	0.00	0	25.57 / 17.27	0.904	0.5132			ИК-КВД
410	07.2008	2421.8-2425.8	4.0	0.37	0.00	0	24.62 / 6.31	0.020	0.0053			КВУ
		2421.8-2425.8; 2456.0-2459.0; 2460.0-2464.0; 2465.0-2467.0	13.0	2.40	0.00	0	24.62 / 5.23	0.124	0.0103			КВУ
		2518.3-2524.5	6.2	0.51	0.32	39	25.33 / 5.56	0.042	0.0072			КВУ
		2490.6-2507.4	16.8	1.56		-	25/6.5	0.09				КВУ
411	06.2012	2454-2456.6	2.6	0.41		-	- / -					КВУ
		2454-2456.6	2.6	0.37		-	- / -					КВУ
		2454-2456.6	2.6	0.37		-	- / -					КВУ
		2454-2456.6	2.6	0.32		-	- / -					КВУ
		2454-2456.6	2.6	0.31		-	- / -					КВУ
412	10.2012	2456-2473	17	3.3		-	24.6/16.9	0.43			КВУ	
412	10.2012	2432-2436.5	4.5	0.192		-	- / -	0.01			КВУ	
Среднее значение			13.43	2.58	0.10	12	24.97 / 10.22	0.28	0.1165			

Приложение В

Таблица 3 - Средние значения гидродинамических параметров

Параметр	Ю ₁ ¹
1. Начальное пластовое давление	
1.1.Количество скважин	8
1.2. Количество определений	14
1.3. Минимальное значение, МПа	24.32
1.4.Максимальное значение, МПа	25.84
1.5.Среднее значение, МПа	24.97
2. Начальная пластовая температура	
2.1.Количество скважин	5
2.2. Количество определений	10
2.3. Минимальное значение, °С	97
2.4. Максимальное значение, °С	108
2.5. Среднее значение, °С	102.3
3. Коэффициент продуктивности	
3.1.Количество скважин	6
3.2. Количество определений	13
3.3. Минимальное значение, м ³ /(сут*МПа)	0.005
3.4. Максимальное значение, м ³ /(сут*МПа)	1.38
3.5. Среднее значение, м ³ /(сут*МПа)	0.28
4. Удельный коэффициент продуктивности	
4.1.Количество скважин	6
4.2. Количество определений	10
4.3. Минимальное значение, м ³ /(сут*МПа)	0.0038
4.4. Максимальное значение, м ³ /(сут*МПа)	0.5132
4.5. Среднее значение, м ³ /(сут*МПа)	0.1165
5. Гидропроводность	
5.1.Количество скважин	-
5.2. Количество определений	-
5.3. Минимальное значение, (10 ⁻² мкм ² *м)/мПа*с)	-
5.4. Максимальное значение, (10 ⁻² мкм ² *м)/мПа*с)	-
5.5. Среднее значение, (10 ⁻² мкм ² *м)/мПа*с)	-
6. Коэффициент проницаемости	
6.1.Количество скважин	-
6.2. Количество определений	-
6.3. Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	-
6.4. Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	-
6.5. Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	-

Приложение Г

Таблица 4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов Рыбального месторождения

Параметры, метод определения	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ¹
1 Коэффициент пористости			
1.1 керн			
- количество скважин	10	2	9
охарактеризованная эффективная			
- толщина, м	18.9	31	42.5
- количество определений	172	78	164
- минимальное значение, единиц	0.04	0.04	0.04
- максимальное значение, единиц	0.21	0.19	0.19
- среднее значение, единиц	0.13	0.13	0.14
1.2 ГИС			
- количество скважин	12	2	12
- минимальное значение, единиц	0.12	0.12	0.11
- максимальное значение, единиц	0.16	0.19	0.17
- среднее значение, единиц	0.14	0.14	0.14
2 Коэффициент проницаемости			
2.1 керн (по газу)			
- количество скважин	10	2	8
охарактеризованная эффективная			
- толщина, м	18.9	31	37.8
- количество определений	154	73	155
- минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0.01	0.04	0.01
- максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	89.7	7.9	19.52
- среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	7.2	1.39	1.9
2.2 ГИС (по газу)			
- количество скважин	12	2	12
- минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0.1	0.2	0.31
- максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	23.9	4.1	0.65
- среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	7.8	0.7	0.52
2.3 ГДИ (по нефти)			
- количество скважин	-	-	-
- количество определений	-	-	-
- минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	-	-	-
- максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	-	-	-
- среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	-	-	-

Приложение Д

Таблица 5 - Свойства пластовой и дегазированной нефти Рыбального месторождения, пласт Ю₁¹

Параметры	Пласт Ю ₁ ¹	
	диапазон значений	среднее значение
Свойства пластовой нефти		
1. Давление пластовое, МПа	-	24.8
2. Температура пластовая, °С	-	106
3. Давление насыщения нефти газом, МПа	6.7-7.47	7.1
4. Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	58-111.84	60.5
5. Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		
6. Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	684-736	727
7. Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	0.66-1.31	0.67
8. Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	142-500.41	143
9. Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³ : - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		1.382 1.144
10. Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ : - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		827 814.7
11. Пересчетный коэффициент, единиц		0.835
12. Количество исследованных глубинных проб (скважин)	2(2)	
Свойства дегазированной нефти		
13. Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	758.5-859.3	808.9
14. Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с - при 20 ⁰ С - при 50 ⁰ С	- -	6.41 2.95
15. Температура застывания дегазированной нефти, °С		
16. Массовое содержание, %: - серы - смол сликагелевых - асфальтенов - парафинов		0.25 7.55 1.31 7.75
17. Содержание микрокомпонентов, г/т: - ванадий - никель	- -	- -
18. Температура начала кипения, °С	-	31

Приложение Е

Таблица 6 - Свойства пластовой и дегазированной нефти Рыбального месторождения, пласт Ю₁⁴

Параметры	Пласт Ю ₁ ⁴	
	диапазон значений	среднее значение
Свойства пластовой нефти		
1. Давление пластовое, МПа	-	24.8
2. Температура пластовая, °С	-	106
3. Давление насыщения нефти газом, МПа	6.9-7.3	7.1
4. Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	58-62	60.5
5. Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		
6. Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	725-730	727
7. Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	0.66-0.69	0.67
8. Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	142-144	143
9. Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³ : - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
10. Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ : - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-	1.144
11. Пересчетный коэффициент, единиц		0.835
12. Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1(1)	
Свойства дегазированной нефти		
13. Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	-	835
14. Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с - при 20 ⁰ С - при 50 ⁰ С	- -	4.58 2.35
15. Температура застывания дегазированной нефти, °С		
16. Массовое содержание, %: - серы - смол сликагелевых - асфальтенов - парафинов	- - - -	0.25 7.3 1.31 3.1
17. Содержание микрокомпонентов, г/т: - ванадий - никель	- -	- -
18. Температура начала кипения, °С	-	49

Приложение Ж

Таблица 7 - Химический состав и физические свойства пластовых вод Рыбального месторождения

№ пп	Интервал опробования (м)	Возраст	Дебит м ³ /сут	Устьевое давление сатич., МПа Статический уровень (м)	Пласт · давление, МПа	Плотность		Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; мг-экв)														Нафте-новые кислоты, мг/л	Газо-содержание, м ³ /т	Тип вод	
						В пластовых услов.	В стандартных услов.	Минерализация мгр/л	Na ^I , K ^I	Ca ^{II}	Mg ^{II}	Cl ^I	SO ₄ ^{II}	NO ₂ ^I	CO ₃ ^{II}	HCO ₃ ^I	NH ₄ ^I	B ^I	J ^I	Br ^I	Другие				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Пл. Рыбальная скв.406																									
1	2459-2464	J ₁	0.84	Ндин.-918			1.02	27975		528	156	16380	10			884									Х-К
Пл. Рыбальная скв.409																									
1	2518.5-2524.5	J ₁	0.21	Ндин. – 1919			1.034	43191	14200 314	511	742	26942	9.16	нет	<3	945	54.6	6.2	6.43	93.69					Х-К

Приложение 3

Таблица 8 - Фонд скважин по состоянию на 01.05.2019г. Рыбального месторождения (объект Ю₁¹+Ю₁³+Ю₁⁴)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект Ю ₁ ¹ +Ю ₁ ³ +Ю ₁ ⁴
Фонд добывающих скважин	Пробурено	43
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	43
	В том числе:	
	Действующие	8
	из них: фонтанные	-
	ЭЦН	8
	ШГН	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	27
	В консервации	2
	Пьезометрические	2
	Переведены под закачку	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	4
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-
	Переведены из добывающих	-
	Всего	-
	В том числе:	-
	Под закачкой	-
	Бездействующие	-
	В освоении	-
	В консервации	-
	В отработке на нефть	-
	В ожидании ликвидации	-
Ликвидированные	-	

Приложение И

Таблица 9 - Максимальные значения механических примесей по Рыбальному месторождению за последние полгода

Месторождение	№ скважины	Куст	Фонд, контр., ВНР, р-р глуш., глубин.	Плотность нефти при 20°С, г/см ³	Содержание воды, %	Содержание эмульсии, %	Содержание воды + эмульсии, %	Содержание КВЧ в воде мг/дм ³	Содержание МП в нефти, % масс.	Содержание МП в нефти мг/дм ³
2	3	4	5	8	9	10	11	15	16	17
РНМ	590	1	фонд.	0,9217	0,3	0,0	0,3		0,0404	372,4
РНМ	887	1	фонд.	0,8325	0,03	1,8	1,8		0,0898	747,6
РНМ	590	1	фонд.	0,8240	1,10	0,0	1,1		0,0738	608,1
РНМ	583	1	фонд.	0,8190	0,80	0,0	0,8		0,0490	401,3
РНМ	595	1	фонд.	0,8217	0,90	0,2	1,1		0,0386	317,2
РНМ	589	1	фонд.	0,8276	1,60	0,3	1,9		0,0482	398,9
РНМ	595	1	фонд.	0,8289	0,03		0,03		0,110	913,4
РНМ	590	1	фонд.	0,8243	0,80	3,5	4,30		0,043	350,3
РНМ	583	1	фонд.	0,8276	0,03		0,03		0,073	603,3
РНМ	410р	од.	фонд.	0,8388	21,30	0,0	21,30		0,033	276,8
РНМ	887	1	фонд.	0,8338	0,03	0,0	0,03		0,037	308,5
РНМ	410р	од.	фонд.	0,8328	19,20	0,0	19,20		0,039	324,8
РНМ	595	1	фонд.	0,8327	0,50	0,0	0,50		0,040	334,7
РНМ	583	1	фонд.	0,8320	1,10	0,0	1,10		0,051	426,0
РНМ	590	1	фонд.	0,8319	0,70	0,0	0,70		0,043	361,0
РНМ	887	1	фонд.	0,8313	0,00	13,6	13,60		0,060	494,6
РНМ	583	1	фонд.	0,8292	0,00	0,0	0,00		0,054	443,6
РНМ	589	1	фонд.	0,8260	0,00	0,0	0,00		0,036	297,4
РНМ	590	1	фонд.	0,8307	3,4	3,4	6,80		0,042	350,6

Приложение К

Таблица 10 - Эффект от ГРП в нефтяных скважинах ОАО "Томскгазпром" за март 2015 года

Месторождение	№ скв.	Куст	Пласт	Дата ГРП	Подрядчик	Закачено проппанта, т	Сп. Эксп.	Кпад	без ГРП		с ГРП		Дополнительная добыча, тыс. т.		
									Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	за месяц	с начала года	с проведения ГРП
РНМ	410		Ю1-3+4	24.01.2012	Trican	45	ЭЦН	0,97	5,6	167	13,9	692	0,430	0,986	1,555
РНМ	583	1	Ю1-1	10.03.2014	Trican	26	ЭЦН	0,97	0,0	0	16,2	336	0,502	1,527	6,103
РНМ	589	1	Ю1-1+Ю1-3+4	22.03.2014	Trican	100	ЭЦН	0,97	0,0	0	9,7	215	0,301	0,888	4,102
РНМ	590	1	Ю1-4	07.03.2014	Trican	60	ЭЦН	1	0,0	0	5,5	203	0,050	0,050	0,210
РНМ	590	1	Ю1-1	13.03.2015	Trican	30	ЭЦН	1	0,0	0	38,9	203	0,358	0,358	0,358
РНМ	595	1	Ю1-1	07.03.2014	Trican	40	ЭЦН	0,97	2	134	36,6	719	1,134	3,436	15,507
РНМ	887	1	Ю1-1	24.02.2015	Trican	45	ЭЦН	1	0	122	30,1	727	0,654	0,654	0,654
ИТОГО												30,310	75,136	863,717	

Приложение Л

Таблица 11 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок. 2. Обслуживание фонда скважин. 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами. 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Повышенный уровень шума и вибрации. 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 3.Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.	1.Механическая опасность 2.Электробезопасность	1. СанПиН2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82ССБТ. 5. ГОСТ 12.2.061-81ССБТ.

Приложение М

Таблица 12 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0