

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА ВЕРХ-ТАРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.276.72(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Кыштымов Владимир Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.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	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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Кыштымову Владимиру Николаевичу

Тема работы:

Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями при добыче нефти на Верх-Тарском нефтяном месторождении (Новосибирская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются скважины подверженные солеотложению при добыче нефти, анализ технической и технологической документации, научных публикация по данной теме.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ эффективных методов борьбы с солеотложениями при добыче нефти.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Кыштымов Владимир Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 18 таблиц, 13 рисунков, 26 источников.

Ключевые слова: СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, ИНГИБИТОРЫ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ХИМРЕАГЕНТЫ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.

Объектом исследования являются скважины подверженные солеотложению при добыче нефти на Верх-Тарском нефтяном месторождении.

Цель работы – анализ эффективности применения различных методов по предотвращению выпадения неорганических солей в процессе эксплуатации добывающих скважин.

В результате исследования подробно анализировались способы предотвращения осложнений при работе добывающих скважин и выделялись наиболее перспективные методы предотвращения осложнений.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: применение капиллярных систем подачи химических реагентов в скважины, закачка ингибитора в затрубное пространство.

Степень внедрения: все методы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин, которые описаны в выпускной квалификационной работе используются практически на Верх-Тарском нефтяном месторождении.

Область применения: нефтегазодобывающие скважины.

Экономическая эффективность: расчет показывает, что при внедрении капиллярных систем подачи химических реагентов (дозированно) увеличивает наработку на отказ погружного оборудования.

В будущем планируется усовершенствовать имеющуюся технологию, чтобы повысить эффективность воздействия ингибиторов.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БРС – быстросъемное соединение;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВТНМ – Верх-Тарское нефтяное месторождение;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГИС – геофизические исследования скважин;

КВД – кривая восстановления давления;

КРБК – кабель резиновый бронированный круглый;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НОС – отложения неорганических солей;

ОАО – открытое акционерное общество;

ОСК – образец-свидетель коррозии;

ПБ – правила безопасности;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

РВС – резервуар вертикальный сварной;

РД – руководящий документ;

СО – солеотложение;

УДР – установка дозирования реагента;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ЦПС – центральный пункт сбора нефти;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЭПУ – электропогружная установка;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЭЦН (ПЭЦН) – электроцентробежный насос (погружной электроцентробежный насос).

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	11
1.1 Географическое и административное положение месторождения и краткая экономическая характеристика района.....	11
1.2 Геологическое строение месторождения и залежей.....	13
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	13
1.2.2 Тектоника.....	18
1.2.3 Нефтегазоносность	20
1.3 Физико-химические свойства нефти и газа	23
1.4 Ионный состав пластовых вод.....	27
2 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ	29
2.1 Основные типы и структура солеотложений.....	29
2.2 Причины выпадения солей в осадок	31
2.3 Промысловые методы определения зон образования неорганических солей.....	41
3 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ	45
3.1 Удаление отложений солей	46
3.1.1 Механические методы	47
3.1.2 Химические методы	47
3.2 Предотвращение выпадения солей	51
3.2.1 Физические методы.....	52
3.2.2 Технологические методы	53
3.2.3 Применение защитных покрытий	56
3.2.4 Предотвращение отложений солей реагентами – ингибиторами	57
4 ТЕКУЩАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СОЛЕВОГО ФОНДА СКВАЖИН ВЕРХТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЕРХТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	66
4.1 Локализация проблемы солеотложения	66
4.2 Текущая оценка ингибирования солеотложения на скважинах.....	67
4.3 Предварительные испытания химических реагентов	69
4.3.1 Технологические и физико-химические свойства	70
4.3.2 Коррозионная агрессивность товарной формы реагента	70
4.3.3 Стабильность ингибитора при длительном контакте с углеродистой сталью	71

4.4 Сравнительное тестирование защитных свойств ингибиторов солеотложения	72
4.4.1 Прогноз стабильности промысловых вод.....	72
4.4.2 Рецепт модельной воды	73
4.4.3 Сравнительное тестирование защитной способности от солеотложения	73
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	79
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
6.1 Профессиональная социальная безопасность.....	87
6.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	94
6.3 Экологическая безопасность	96
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твердых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти.

Форсированный отбор жидкости, связанный с заглублением электроцентробежных насосов (ЭЦН) и снижением забойных давлений, также часто сопровождается ростом числа отказов скважинного оборудования вследствие выпадения твердых кристаллических отложений солей на погружном оборудовании.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции, то есть находящиеся, в основном, на третьей и четвертой стадиях разработки.

Это стало одной из глобальных причин, снижающей эффективность работы скважин. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли нарушают режим работы скважин, часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам и дополнительным ремонтным работам, а в итоге – к значительным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия.

Причем, если проблема солеобразования возникла на какой-либо стадии разработки нефтяного месторождения, то без принятия 13 своевременных мер, в дальнейшем следует ожидать значительного ухудшения ситуации.

В различных технологических процессах нефтедобычи используется более 1000 наименований химических продуктов, годовое потребление которых достигает нескольких сотен тысяч тонн. В связи с этим необходимо тестирование применяемых химреагентов, определение технологической эффективности их

действия, а также выявление отрицательных побочных последствий применения их в нефтедобыче. Изыскание и окончательный выбор химреагентов осуществляются проведением опытно-промысловых работ для конкретного объекта нефтяного месторождения.

Более целесообразным является комплексный подход, основанный на физико-химических лабораторных исследованиях характеристик и свойств химреагентов современными инструментальными методами, а далее изучение в промысловых условиях их характеристик под действием геологических и технологических факторов. Необходимо добиваться, чтобы подобранные опытным путем химические вещества и их композиции обладали широким спектром физико-химических свойств (эффектом синергизма).

Районным центром является с. Северное, связанное с областным центром - г. Новосибирском местной авиалинией (полоса бетонная), а также профилированной асфальтированной дорогой с г. Куйбышев и г. Барабинск, в котором имеется железнодорожная станция. От ВерхТарского месторождения до г. Барабинск, где расположена линейная производственно-диспетчерская станция, проведена ветка нефтепровода.

Транспортными магистралями являются автодороги местного значения – грунтовые и земляные, а также зимники, передвижение по которым возможно только зимой. Асфальтовая дорога доходит только до с. Северное, до Верх-Тарского месторождения - грунтовая. Расстояние от с. Северное до Транссибирской железной дороги (г. Барабинск) составляет 130 км.

В орографическом отношении месторождение расположено в сильно заболоченной зоне. Более 70 % всей площади месторождения занято заболоченным лесом и открытыми болотами, особенно в северной и северо-восточной частях. Болота глубиной от 0,5 до 6м промерзают с декабря до середины апреля. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +100 до +136 м.

Гидрографическая сеть представлена р. Тарой, пересекающей месторождение на юге, в западной части протекает р. Малая Ича. Реки мелководные с частыми завалами.

В районе расположения Верх-Тарского месторождения открыто еще 6 нефтяных (Малоичское, Ракитинское, Восточное, Тай-Дасское, ВосточноТарское, Восточно-Межовское) и одно газоконденсатное (Веселовское) месторождение, одна нефтяная залежь (Межовская), оцененная по СЗ. Вблизи также имеется Васюганское месторождение торфа с прогнозными ресурсами 165 млн.т. Компактное расположение этих месторождений создает хорошие перспективы для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов Северного района.

Верх-Тарское нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре, выявленной в результате площадных рекогносцировочных работ МОВ в 1964 году (ЦКГЭ, с/п 24/63-64). Площадными работами МОВ масштаба 1:100000

(ЦКГЭ, с/п 18,24/68-69, с/п2/70-71, с/п 18,24/70-71) Верх-Тарское поднятие было оконтурено и подготовлено к разведочному бурению. Месторождение открыто в 1970 г. разведочной скв. №1. В 1994 г. введено в разработку путем периодической эксплуатации разведочных скважин. Эксплуатационное бурение ведется с 2000 г.

Месторождение разрабатывается по «Дополнению к уточненной технологической схеме разработки Верх-Тарского месторождения» (протокол ЦКР №2743 от 04.10.2001 г.) со следующими основными положениями: система размещения скважин - блоковая, трехрядная, фонд скважин за весь срок разработки – 130 шт., в том числе 99 добывающих (в том числе 37 горизонтальных), 31 нагнетательная и 65 резервных. Разработка месторождения до 2006 г. характеризуется увеличением добычи нефти и минимальной обводненностью продукции (6%). В настоящее время обводненность продукции достигает в среднем 40%.

Построенная 3D геолого-технологическая модель выявила наличие трех тектонических блоков с различным положением ВНК и большим количеством малоамплитудных разрывных нарушений. При этом залежь основного объекта Ю1 1 оказалась единой. Кроме того, в результате переинтерпретации данных сейсморазведки произошло расширение площади нефтеносности пласта Ю1 1 и выделены отдельные мелкие залежи пласта Ю1 2. Последний до сих пор остается недоизученным, отдельно от основного объекта не опробовался и все его запасы отнесены к категории С2 [4; 5].

1.2 Геологическое строение месторождения и залежей

1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, залегающие с несогласием на эффузивноосадочных образованиях палеозоя. Стратиграфическая колонка геологического разреза Верх-Тарского месторождения представлена на рисунке 2.

Палеозойская система представлена в основном органогенными известняками средне-верхнедевонского возраста, которые прорваны конгадиабазами, диабазовыми порфиритами, гиалобазальтами (скв.2, 3, 30) и гранит-порфирами (скв.17) пермо-триасового возраста. Известняки серые до темно-серых, тонкозернистые, крепкие, плотные, с сетью тонких трещинок, заполненных хлоритом и кальцитом. В ряде скважин вскрыты песчано-алевролитовые породы предположительно каменноугольного и пермского возрастов с прослоями эффузивов. Наибольшая вскрытая толщина палеозойских отложений составила 957 м в скв. 17.

Палеозойские отложения исследуемой территории, согласно Региональной стратиграфической схеме палеозойских образований Западно-Сибирской равнины, в большей степени относятся к Нюрольскому структурно-фациальному району. Возраст складчатости – герцинский.

К верхней части палеозойских отложений приурочен перспективный в отношении нефтеносности пласт М, представляющий собой кору выветривания вышеописанных палеозойских пород. Как подсчётный объект пласт М никогда не представлялся и нуждается в доразведке.

В зависимости от исходных пород, залегающих в кровле палеозоя, состав коры выветривания и ее коллекторские свойства меняются от высокопроницаемой до практически непроницаемой, преимущественно глинисто-сидеритового состава, развитой по основным эффузивам (скв. 2, 7, 30), и кремнисто-сидерит-каолинитового состава (скв. 11, 17), развитой по гранит-порфирам. В скв. 3 пласт М представлен выветрелыми кавернозными известняками с пустотами выщелачивания мощностью 15 м. Практически повсеместно в породах коры выветривания и верхней части палеозоя отмечаются трещины, выполненные кальцитом, с зеркалами скольжения.

ВОЗРАСТ, МЛН. ЛЕТ	ЭРАТЕМА (эра)	СИСТЕМА (период)	ОТДЕЛ (эпоха)	ЯРУС (век)	ПОДЪЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	СВИТА	ИНДЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦ	СЕЙСМОКОМПЛЕКС	СЕЙСМОФОРМАЦИЯ	ГЛУБИНА, М	ЛИТОЛОГИЯ	НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ												
25	КАЙНОЗОЙСКАЯ, КЗ	ПАЛЕОГЕНОВАЯ, Ф	ЧЕТВЕРТИЦЫ	ПЛИОЦЕН	МИОЦЕН		ХАТТСКИЙ	ЖУРАВСКИЙ		НЕКРАСОВСКИЙ		50															
35,5							РЮПЕЛЬСКИЙ	НОВОМИХАЙЛОВСКИЙ	НЕКРАСОВСКАЯ			Э ₂	НАЗЫВАЕВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	100												
							ПРИАБОНСКИЙ	ТАВДИНСКИЙ	ЧЕГАНСКАЯ			Э ₁			СРЕДНЯЯ	150											
50,5							БАРТОНСКИЙ	ЛЮДИНВОРСКИЙ	ЛЮДИНВОРСКАЯ			Э				200											
							ЛИТОНОВСКИЙ	ТАЛИЦКИЙ	ТАЛИЦКАЯ			Э	НАЗЫВАЕВСКИЙ	НИЖНЯЯ	250												
							ЛИТОНОВСКИЙ	ТАЛИЦКИЙ	ТАЛИЦКАЯ			Э			300												
							ЛИТОНОВСКИЙ	ТАЛИЦКИЙ	ТАЛИЦКАЯ			Э			350												
65							МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	ВЕРХНИЙ, К ₂			МААСТРИХТ	В	ДЕРВЯНИНСКИЙ	МААСТРИХТ	ГАНЬКИНСКИЙ	ГАНЬКИНСКАЯ	К	НАЗЫВАЕВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	400						
70															КАМΠΑН	СЛАВГОРОДСКИЙ	СЛАВГОРОДСКАЯ	С ₁			450						
75															КАМΠΑН	СЛАВГОРОДСКИЙ	СЛАВГОРОДСКАЯ	С			500						
80,5	КАМΠΑН	СЛАВГОРОДСКИЙ	СЛАВГОРОДСКАЯ	С	550																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	600																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	650																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	700																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	750																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	800																						
	САМТОН	ШАТОВСКИЙ	ШАТОВСКАЯ	Г ₁	850																						
85,5	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	ТУРОН	В	ЗАРЕЧЕНСКИЙ	ТУРОН	КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	ПОКУРСКИЙ	НИЖНЯЯ	900														
90,5							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	950																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1000																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1050																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1100																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1150																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1200																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1250																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1300																	
							КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ	Г	1350																	
95,5	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	СЕНОМАН	В	ПОКУРСКИЙ	СЕНОМАН	УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	ПОКУРСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	1050														
100							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1100																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1150																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1200																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1250																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1300																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1350																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1400																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1450																	
							УВАТСКИЙ	УВАТСКАЯ	М ₂	1500																	
105	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	АЛЬБ	В	ПОКУРСКИЙ	АЛЬБ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	ПОКУРСКИЙ	НИЖНЯЯ	1500														
110							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1550																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1600																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1650																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1700																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1750																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1800																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1850																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1900																	
							ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	М ₁	1950																	
110,5	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	АИТ	В	САРАТАТСКИЙ	АИТ	ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	САРАТАТСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	2000														
115							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2050																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2100																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2150																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2200																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2250																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2300																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2350																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2400																	
							ВИКУЛОВСКИЙ	ВИКУЛОВСКАЯ	М	2450																	
115,5	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	ВАЛАНЖИНСКИЙ	В	ЗАРЕЧЕНСКИЙ	ВАЛАНЖИНСКИЙ	КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	САРАТАТСКИЙ	НИЖНЯЯ	2450														
120							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2500																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2550																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2600																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2650																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2700																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2750																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2800																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2850																	
							КЫЛИНСКАЯ	КЫЛИНСКАЯ	Н	2900																	
120,8	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛОВАЯ, К	НИЖНИЙ, К ₁	ВАЛАНЖИНСКИЙ	В	ЗАРЕЧЕНСКИЙ	ВАЛАНЖИНСКИЙ	ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	ПОЛУДИНСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	2900														
125							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	2950																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3000																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3050																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3100																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3150																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3200																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3250																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3300																	
							ТАРСКАЯ	ТАРСКАЯ	Н	3350																	
130	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	ЮРСКАЯ, J	НИЖНИЙ, J ₁	БЕРРИАС	В	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	БЕРРИАС	КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	ЗАВОДОУКОВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	3350														
135							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3400																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3450																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3500																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3550																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3600																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3650																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3700																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3750																	
							КУЛЮМВИНСКАЯ	КУЛЮМВИНСКАЯ	Ач	3800																	
135,4	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	ЮРСКАЯ, J	СРЕДНИЙ, J ₂	ВОЛЖСКИЙ	В	ДАВЛЫГОВСКИЙ	ВОЛЖСКИЙ	БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	ДАВЛЫГОВСКИЙ	СРЕДНЯЯ	3800														
140							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	3850																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	3900																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	3950																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4000																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4050																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4100																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4150																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4200																	
							БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	Ю ^с	4250																	
140,8	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	ЮРСКАЯ, J	СРЕДНИЙ, J ₂	КИМЕРИДЖ	В	ДАВЛЫГОВСКИЙ	КИМЕРИДЖ	ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	ДАВЛЫГОВСКИЙ	СРЕДНЯЯ	4250														
145							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4300																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4350																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4400																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4450																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4500																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4550																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4600																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4650																	
							ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	Ю ^с	4700																	
150	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	ЮРСКАЯ, J	СРЕДНИЙ, J ₂	ОКСФОРД	В	ДАВЛЫГОВСКИЙ	ОКСФОРД	ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	ДАВЛЫГОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	4700														
155							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	4750																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	4800																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	4850																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	4900																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	4950																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	5000																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	5050																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	5100																	
							ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКАЯ	У ^с	5150																	
155	МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	ЮРСКАЯ, J	СРЕДНИЙ, J ₂																								

Юрская система

Отложения данной системы залегают на размытой поверхности палеозойских образований и представлены континентальными фациями тюменской свиты, прибрежно-морскими отложениями васюганской свиты и морскими отложениями георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Отмечаются прослой углей и черных аргиллитов. Породы имеют обычно серый и темно-серый цвет, обогащены растительными остатками. Толщина свиты от 263 до 288 м.

На осадках тюменской свиты залегают отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов, в средней - прослоями углей, а в верхней - песчано-алевритовыми породами с тонкослоистыми прослоями аргиллитов темно-серых, иногда черных, битуминозных.

В кровле васюганской свиты выделяется горизонт Ю₁¹, сложенный разнозернистыми, часто глинистыми и плотными песчаниками полевошпатово-кварцевого состава, которые вниз по разрезу претерпевают заметные литологические изменения. Толщина васюганской свиты колеблется от 59 до 73 м. К верхней части горизонта приурочена промышленная залежь нефти. Перекрывается горизонт Ю₁ маломощными морскими темно-серыми аргиллитами георгиевской свиты, которые без заметного перерыва переходят в темно-серые, черные также морского происхождения битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Толщина отложений георгиевской свиты 18 - 25 м, баженовской - от 27 до 45 м.

Меловая система

Отложения этой системы представлены двумя отделами - нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения представлены морскими образованиями куломзинской и тарской свит, а также континентальными породами киялинской и покурской свит.

Отложения *куломзинской свиты* сложены сероцветными аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина куломзинской свиты 170- 209 м.

Тарская свита толщиной 51-96 м представлена преимущественно серыми мелкозернистыми песчаниками. Отмечаются прослой серых алевролитов и зеленовато-серых аргиллитов, образовавшиеся в мелководно-морских условиях. Киялинская свита, общей толщиной от 633 до 704 м, представлена пестроцветными глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Покурская свита сложена переслаивающимися сероцветными песками, алевролитами и глинами. Толщина свиты 830-867 м.

К верхнемеловым отложениям относятся вышеописанная верхняя часть покурской свиты и морские образования кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита, толщиной 11-17 м, представлена в основном серыми глинами с редкими прослоями песчаников.

Ипатовская свита представлена преимущественно мелкозернистыми песчаниками глауконито-кварцевого состава. Толщина свиты изменяется от 174 до 187 м.

Славгородская свита сложена серыми, зеленовато-серыми глинами, иногда алевролитовыми или опоковидными. Толщина свиты 59-68 м.

Ганькинская свита сложена серыми, зеленовато-серыми, известковистыми глинами с прослоями мергелей, алевролитов и песчаников. Общая толщина 93-102 м.

Палеогеновая система

Среди отложений этой системы выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, чеганской свит и континентальные осадки некрасовской свиты, представленные в основном глинами с отдельными прослоями песчаников и алевролитов, число которых заметно увеличивается вверх по разрезу. Общая толщина отложений составляет 285 м.

Неогеновые и четвертичные отложения представлены желтоватосерыми супесями, глинами и песками серыми, желтовато-серыми, общей толщиной до 20 м.

Таким образом, стратиграфический разрез в пределах Верх-Тарского месторождения согласуется с региональными закономерностями, установленными для Западной Сибири. Осадочный чехол достоверно разделяется на ритмы и слои пород. Данные закономерности приняты для построения детальных геологических моделей продуктивных горизонтов.

1.2.2 Тектоника

Изучаемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Доюрский фундамент является гетерогенным складчато-блоковым сооружением.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к ВерхТарской антиклинальной структуре северо-западного простирания, осложняющей одноименный структурный мыс – структуру II порядка, который к юго-востоку через ряд более мелких поднятий переходит в Калгачский выступ. Верх-Тарское поднятие, как и подавляющее число локальных поднятий III порядка Западно-Сибирской равнины, образовалось над эрозионно-тектоническими выступами фундамента (рисунок 3).

Размеры структуры по изогипсе –2380 м кровли отражающего горизонта Ю₁¹ составляют 28 на 8 километров, а максимальная амплитуда по вертикали достигает 73 м. Основная антиклинальная структура состоит из множества небольших локальных поднятий, в северной и средней частях, вытянутых преимущественно в северо-восточном направлении и разделенных между собой неглубокими (15-20 м) прогибами также северо-восточной ориентировки. В большинстве случаев поднятия отделены от прогибов разломами, что обуславливает блоковое строение структуры.

Характерно, что интенсивность разломной тектоники, также, как и амплитуды рельефа поверхностей увеличиваются с глубиной и наиболее ярко проявляются в юрских отложениях и доюрских образованиях палеозойского фундамента. Многие

из этих разломов, однако, не достигают Ю₁¹ и ограничены уровнем киялинской свиты. В интервале продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² практически все тектонические нарушения являются малоамплитудными (в пределах нескольких метров), что существенно затрудняет их выделение по данным сейсморазведки.

В свою очередь, преимущественно северо-восточная ориентация разрывных нарушений будет иметь значение при формировании проектной сетки скважин. С учётом простирания самой Верх-Тарской структуры, в случае рядной сетки, будет оптимальной как раз северо-восточная ориентировка рядов скважин, однако при этом возрастает риск попадания ствола скважины в разлом, что является негативным фактором.

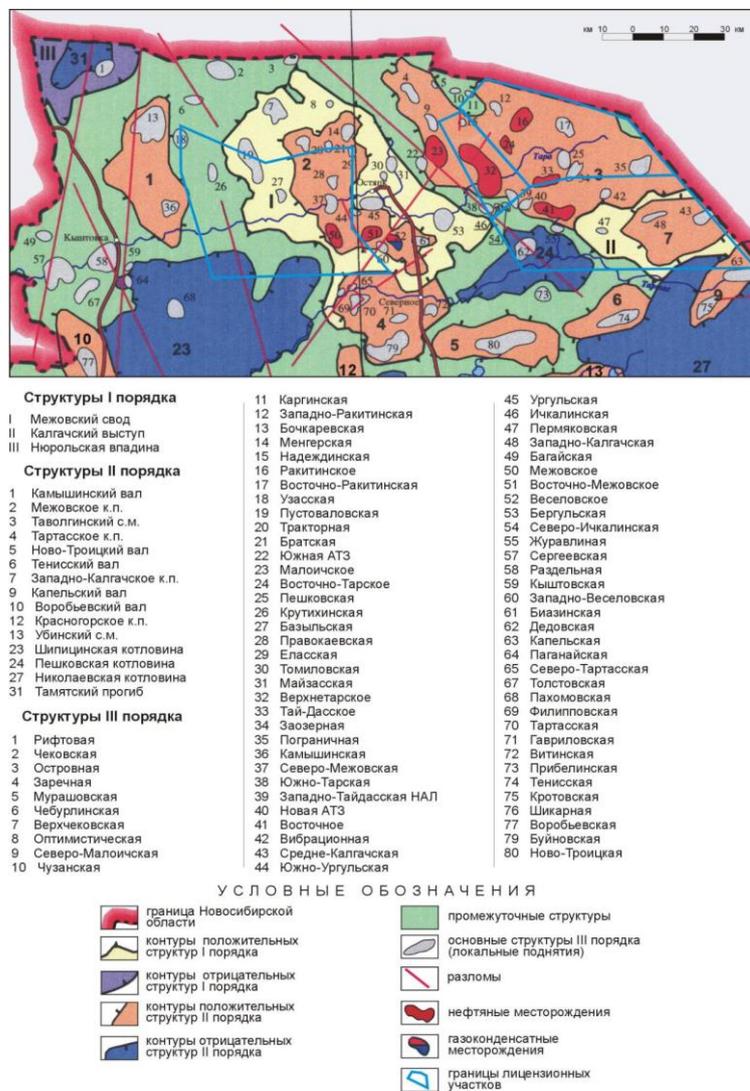


Рисунок 3 - Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Новосибирской области

Таким образом, можно сделать некоторые выводы:

1. Верх-Тарское поднятие является структурой III порядка, приуроченной к Таволгинскому структурному мысу (структуре II порядка). Палеотектонический анализ показал, что рост Верх-Тарской структуры начался с тарского времени, а антиклинальная ловушка образовалась уже в киялинское время. Современный вид структуры северо-западного простирания с многочисленными разрывными нарушениями связан с влиянием присдвиговых деформаций.

2. При формировании проектной сетки скважин следует обратить существенное внимание на положение имеющихся в разрезе продуктивных объектов разрывных нарушений. Во всех вариантах следует избежать попадания забоев проектных скважин в зону разлома.

1.2.3 Нефтегазоносность

Согласно нефтегеологическому районированию рассматриваемая территория относится к Верх-Тарскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазовой области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На территории ОАО «Новосибирскнефтегаз» промышленная эксплуатация ведется в настоящее время только на Верх-Тарском месторождении из пласта Ю₁¹. Месторождение по размерам запасов относится к категории средних (начальные извлекаемые запасы нефти около 30 млн.т). Остальные месторождения в промышленную разработку не вводились, из-за трудностей с обустройством и рисков, связанных с возможностью бурения непродуктивных скважин. Утвержденные запасы по ним характеризуются низкой достоверностью из-за сложного строения продуктивных горизонтов и недостаточной изученности современной сейсморазведкой.

В результате поискового, разведочного и параметрического бурения, сейсморазведочных работ, ГИС и опробовательских работ на Верх-Тарской площади выявлены два продуктивных горизонта в верхнеюрских отложениях, при опробовании которых получены притоки нефти и газа.

По данным промыслово-геофизических исследований и опробований на месторождении по другим отложениям нефтепроявления отмечались в отложениях коры выветривания складчатого фундамента (пласт М).

Продуктивность пласта М установлена скважиной 3 при испытании интервала 2692-2704 м. Дебит нефти составил $120 \text{ м}^3 / \text{сут}$. Коэффициент продуктивности $14,8 \text{ м}^3 / \text{сут} / \text{МПа}$. Пластовое давление $26,86 \text{ МПа}$, пластовая температура $+98^\circ\text{C}$. Через двое суток фонтанирование прекратилось, и в скважине было установлено наличие воды. В скважинах 2, 12, 13, 14 при испытании получена вода, в скважинах 7, 17, 30 пласт оказался сухим. Наличие нефти в скважине 3 и отсутствие ее в других скважинах указывает как на изменчивый характер коллекторских свойств коры выветривания, так и на особые условия формирования в нем залежи нефти, связанные со спецификой разломно-блоковых движений и сопутствующих им вторичных изменений. Оценка запасов по пласту М не проводилась, объект недоразведан и недоизучен.

Нефтяная залежь пласта Ю₁²

Пласт вскрыт практически всеми пробуренными скважинами, за исключением скважин 101, 200, 10. По пласту Ю₁² нет полноценных данных по опробованию скважин, поэтому положение водонефтяных контактов определено только по результатам интерпретации данных ГИС, которые позволяют предположить наличие четырех небольших самостоятельных залежей с различными отметками ВНК, взятыми по подошве нефтенасыщенных коллекторов. Поэтому, залежь пласта Ю₁² требует еще дополнительного изучения эксплуатационными скважинами, бурящимися на пласт Ю₁¹.

Характеристика залежей ВТНМ, толщин продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² и показатели характеристик неоднородности пластов приведены в таблицах 1, 2

Таблица 1 - Характеристика толщин продуктивных пластов Ю₁¹ - Ю₁²

Толщина	Наименование	По пласту в целом	
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Эффективная	Средняя, м	8,88	2,43
	Коэффициент вариации, д. ед	0,38	0,65
	Интервал изменений, м	2,1-17,2	0-8,8
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7,82	1,82
	Коэффициент вариации, д. ед	0,39	0,41
	Интервал изменений, м	2,1-14,2	0,6-3,0
Водонасыщенная	Средняя, м	8,04	2,38
	Коэффициент вариации, д. ед	0,63	0,71
	Интервал изменений, м	0,8-17,2	0-8,8

Таблица 2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Пласт	Кол-во скв., использованных для определения	Коэффициент песчаности, д. ед		Коэффициент расчлененности, д. ед	
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Среднее значение	Коэффициент вариации
Ю ₁ ¹	68	0,69	0,22	5,66	0,55
Ю ₁ ²	66	0,21	0,60	2,20	0,57

Выводы:

1. Наилучшими ФЕС и добывными возможностями обладает пласт Ю₁¹.
2. Достаточно высокая расчленённость пласта Ю₁¹ не позволяет рассматривать горизонтальное бурение в качестве рекомендуемой технологии. Исключением здесь может являться лишь крайняя северная часть месторождения, где пласт более «монолитный» [4, 5].

1.3 Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства нефти и растворенных газов ВерхТарского месторождения изучались по данным исследования поверхностных и глубинных проб, выполненных в лаборатории нефти и газа Комплексной тематической экспедиции НТГУ, Центральной лаборатории «Главтюменьгеологии», лаборатории пластовых жидкостей ДЗАО «НижевартовскНИПИнефть», лаборатории Сибирской опытно-методической геофизической экспедиции по исследованию скважин.

Отбор проб нефти при испытании скважин выполнялся двумя способами. Поверхностные пробы отбирались из выкидной линии при работе скважины на определенном режиме и соответствующем штуцере. Глубинные пробы – глубинными пробоотборниками типа ВПП-300, спускаемыми в насосно-компрессорных трубах. Наиболее ответственной операцией при исследовании скважин является отбор глубинных проб нефти. От качества отбора пробы зависит, в основном, и качество результатов исследования, а значит, и достоверность подсчетных параметров. Поэтому отбор проб производился после исследования скважины на различных штуцерах с замерами пластового, забойного и устьевого давлений, температуры пласта, дебита нефти и газа. Полученные данные позволяли выбрать оптимальный режим работы скважины, при котором забойные давления не снижались до давления насыщения, т.е. перед отбором скважину переводили на режим с возможно меньшей депрессией на пласт (2-4 мм диаметр штуцера).

Анализ пластовой нефти производился согласно методике ВНИИнефть в объеме комплекса А по ОСТ 39-112-80 однократным и ступенчатым способом разгазирования на установках типа АСМ-300.

Изучались следующие параметры глубинных проб нефти: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, вязкость и плотность нефти при однократном и ступенчатом разгазировании.

Давление насыщения: давление в контейнере, помещенном в условия пластовой температуры, снижали ступенчато, снимая отсчет по шкале прессы при

определенном значении давления. Начало выделения газа отмечалось резким уменьшением темпа падения давления.

Сведения по изученности продуктивных пластов в целом всеми видами анализов нефти и растворенных газов приводятся в таблице 3. Всего по участку выполнено 56 анализов нефти и 50 анализов газа.

Таблица 3 - Сведения о степени изученности пробами нефти и растворенного газа

ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ								
ПЛАСТ	ГЛУБИННЫЕ ПРОБЫ, шт.							Поверхн ост. пробы, шт.
	НЕФТИ			НЕФТИ				
	Однокр. Разгазир.	Ступен. Сепарация	Диффер енц Разгаир.	Устье вые проб ы	Однокр. Разгаз ир.	Ступен. Сепарация	Диффере нц. Разга -зире	
Ю ₁ ¹	26	9	4	9	28	5	8	17
М								1

На Верх-Тарском месторождении анализ пластовых нефти по пласту Ю₁¹ был проведен по 17 поверхностным пробам, отобранным из 10 скважин (скв. 1, 2 3, 7, 9, 11, 12, 15, 16, 111), а также по 26 глубинным пробам, отобранным из 6 скважин.

По результатам исследований поверхностных проб нефть пласта Ю₁¹ является легкой (плотность <0,850 г/см³), маловязкой, характеризуется малым содержанием серы - 0,30%, парафинов – 1,81%. Хлористые соли и сероводород отсутствует. Нефть является малосмолистой (смола силикагелевых 4,7 %, асфальтенов 0,078%). В фракционном составе бензиновых фракций (до 200 °С) – 48,1 об.%, керосиновых (до 300 °С) – 70,4 об.%. Остаток и потери составляют 29,4 %, температура начала кипения +61 °С.

Согласно положению Инструкции ГКЗ, при подсчете запасов параметры нефти должны определяться по результатам лабораторного исследования глубинных проб нефти по методу ступенчатого разгазирования. На Верх-Тарском месторождении такие результаты были получены по пробам, отобраным в 2000 г.,

когда залежь пласта Ю₁¹ была частично затронута разработкой. Вместе с тем, по скважинам № 2 и № 15 наряду с пробами, отобранными в 2000 г. и исследованными методом ступенчатой сепарации, имеются 5 проб 1970-1973 гг., проанализированных методом однократного разгазирования. Это позволяет скорректировать данные ступенчатой сепарации к первоначальным термобарическим пластовым условиям путем сопоставления разновременных результатов однократного разгазирования и расчета соответствующих поправочных коэффициентов. Определенная методом ступенчатой сепарации и скорректированная к незатронутым разработкой пластовым условиям плотность нефти составляет 0,812 г/см³. Давление насыщения нефти пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения равно 7,6 МПа. Коэффициент объемной упругости колеблется в пределах (8,7-15,8) · 10⁻⁵ 1/МПа, составляя в среднем 12,74 · 10⁻⁵ 1/МПа.

Из нефти могут быть получены: реактивное топливо марки "ТС-1" (фракция 120-230 °С); осветительный керосин марки "КО 20" (фракция 150 - 280 °С); дизельные летние топлива; топочные мазуты марок 100 и 200; базовые масла с индексом вязкости 85 и выше.

Нефть может быть использована в качестве сырья для вторичных процессов: каталитического риформинга, крекинга и гидрокрекинга, а также для термического и термоконтактного крекинга.

Шифр нефти согласно технологической классификации нефтей по ГОСТ 912-66 – ПТ1М2И1П2.

Свойства нефтей пласта Ю₁² аналогичны свойствам нефтей пласта Ю₁¹.

По пласту М имеется одна проба поверхностной нефти. По данным ее анализа, проведенного в лаборатории Новосибирского геологического управления, нефть легкая (удельный вес ее 0,811 г/см³), малосернистая (содержание серы 0,18 %), почти не содержит асфальтенов (0,56%). Отличается несколько повышенным содержанием парафина (6,3%) по сравнению с нефтью пласта Ю₁ (1,81%). Смол в составе нефти 4,68%. В фракционном составе бензиновых фракций (до 200 °С) – 29,8 об.%,

керосиновых (до 300 °С) – 50,41 об.%. Остаток и потери составляют 16,7%. Начало кипения нефти составляет 78 °С.

Величина удельного веса нефти в стандартных условиях определялась отдельно по поверхностным и по глубинным пробам, исследование последних проводилось по методу однократного, ступенчатого и дифференциального разгазирования. Удельный вес нефти для проектирования, как и для подсчета запасов, принят по данным однократного разгазирования глубинных проб, равным для пласта Ю₁¹ 812 кг/м³. Удельный вес нефти пласта Ю₁² принят равным 812 кг/м³ по аналогии с пластом Ю₁¹.

Работы по определению промыслового газового фактора проведены ООО «Совет ВОИР СибНИИНП» и включают в себя промысловые и лабораторные исследования.

Работы проводились в соответствии со следующими методическими основами:

- ГОСТ 8.361-79 «Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы»;
- РД-39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании»;
- РД-39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр»;
- ГОСТ 17.2.4.06-90 «ОХРАНА ПРИРОДЫ, АТМОСФЕРА. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения».

Расчет газосодержания проводился по результатам ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти с корректировкой к незатронутым разработкой пластовым условиям, аналогично плотности нефти. Газосодержание нефти пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения равно 116,0 м³/т.

Изменение объема нефти при переводе ее из пластовых условий в поверхностные учитывает пересчетный коэффициент, который для пластов Ю₁¹ и Ю₁² Верх-Тарского месторождения принят 0,731.

Характеристика растворенного газа определена по 9 пробам устьевого газа, 28 пробам газа однократного разгазирования, а также по 5 и 8 пробам ступенчатого и дифференциального разгазирования соответственно.

Устьевой газ отобран на стадии разведочного бурения в 6 скважинах (1, 2, 7, 9, 15, 16). Газ малометановый (63,45 %), полужирный (содержание C₅+высш – 3,44 %), с низким содержанием углекислого газа (1,45 %), малоазотный (4,48 %), сероводород не определялся. Удельный вес 0,919, низшая теплотворная способность 11924 ккал/м³. Газ однократного разгазирования имеет удельный вес 1,039, низшую теплотворную способность 15299 ккал/м³. Газ низкометановый (содержание метана 29,656 %), полужирный (содержание C₅+высш – 4,96 %), с низким содержанием углекислого газа (0,637 %), низкоазотный (2,368 %), количество сероводорода не определялось [4, 5].

1.4 Ионный состав пластовых вод

Для поддержания пластовых давлений (ППД) в системе нагнетания применяется смешенная вода, подтоварная с добывающих скважин и сеноманская с водозаборных скважин. Попутно-добываемая (подтоварная) с общей минерализацией от 19000 мг/л до 33500 мг/л характеризуется с повышенным содержанием гидрокарбонат и хлор ионов, их среднее содержание в пластовой воде, соответственно составляет 750 мг/л и 2100 мг/л. Тип воды по Сулину - хлоридно-кальциевый.

С водозаборных скважин (сеноман) воды характеризуются минерализацией от 15000 до 25000 мг/л и содержанием значительного количества ионов кальция и магния с общей жесткостью до 80,0 мг-экв/л, способных участвовать в образовании твердых солевых осадков. Выделяя их по соотношению ионов, тип этих вод по классификации Сулина - хлоридно-кальциевый. Вода с водозаборных скважин

характеризуются повышенным содержанием солей жесткости, а подтоварные содержат значительное количество растворенного CO₂, смешение этих вод приводит к перенасыщению нагнетаемой жидкости в пласт гидрокарбонатом кальция. Это обуславливает интенсификацию осадкообразования на забое и скважинном оборудовании системы поддержания пластового давления.

Для оценки стабильности и совместимости вод Верх-Тарского месторождения в химико-аналитической лаборатории ЗАО «КОРМАКО» проведены анализы ионного состава на содержание основных солеобразующих агентов, исследованы свойства вод основных продуктивных пластов Верх-Тарского месторождения, сеноманской воды с водозаборных скважин и жидкости нагнетания в систему ППД. Результаты исследований представлены в таблице 4.

Промысловые воды средне-минерализованы и характеризуются повышенным содержанием гидрокарбонат ионов, их содержание в воде составляет до 650 мг/л, а также положительным индексом насыщения (ПС > 0), который указывает на возможность солеотложения (ПС = 0,8 - 0,9). Промысловые воды с карбонатной нестабильностью рекомендуется ингибировать и проводить мероприятия по технологии оптимального применения ингибитора солеотложения (РД 39 - 0148070 - 026ВНИИ-86) [4, 5].

Таблица 4 - Ионный состав промышленных вод

Место отбора пробы воды (тип воды)	жестк., мг/экв/л	Средний ионный состав промышленной воды, мг/л							Общая минерал. , мг/л	Fe _{общ.} , мг/л	pH	iS	iSt
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
попутно-добываемая со скважин	59,1	874,1	188,3	10553,5	17977,5	0,0	0,0	646,9	30240,3	34,8	7,0	1,28	4,44
подтоварная вода ППН (с ЦПС и УПСВ)	55,1	833,5	164,1	6416,3	11580,2	0,0	0,0	442,0	19436,1	5,1	7,1	0,86	5,28
сеноманская с КНС 1 и 2 (с водозаборных скважин)	79,8	986,2	372,2	6585,2	12824,2	0,0	0,0	256,3	21024,1	8,3	6,6	1,19	4,62
нагнетаемая вода в системе ППД (смешеная)	51,0	779,4	147,5	6509,8	11580,2	0,0	0,0	442,0	19458,9	19,1	6,8	1,22	4,56
Средний ионный состав нефтепромысла	61,3	868,3	218,0	7516,2	13490,5	0,0	0,0	446,8	22539,9	16,8	6,9	1,14	4,73

2 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Образование органических солей при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространенным явлением [6; 7; 8].

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и сломам вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Межремонтный период работы механизированного фонда "солепроявляющих" скважин существенно уменьшается. Кроме того, в результате роста обводненности продукции скважин образуются отложения солей в поверхностном оборудовании, групповых, замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод предопределило разнообразие причин образования отложения НОС на поверхности оборудования [1].

2.1 Основные типы и структура солеотложений

При разработке и эксплуатации месторождений с применением заводнения происходят отложения карбонатов кальция и магния, сульфатов кальция и бария, стронция, хлоридов и других солей в скважинах, на оборудовании и т.д. Карбонатные соли и кальцит CaCO_3 характерны для месторождений Западной Сибири, Азербайджана, Краснодарского, Ставропольского краев; сульфаты кальция, гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4 – на месторождениях Урало-Поволжья и Казахстана; хлоридные соли и галит NaCl – на месторождениях Белоруссии и

Украины; сульфаты бария, барит $BaSO_4$, сульфаты стронция и целестин $SrSO_4$ – на месторождениях Мангышлака и Северного Кавказа. Отложения барита и целестина встречаются на месторождениях Западной Сибири и других районов [1; 8; 9].

Структуры отложений в скважинах изучены разными авторами, в том числе Ю.В. Антипиным и В.Е. Кащавцевым с соавторами [1]. По результатам исследований ими выделены осадки трех характерных видов [10]:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические. В поперечном сечении таких отложений не удастся выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев эти отложения имеют накипеобразный характер.

2. Плотные с преобладанием кристаллов средних размеров и включениями твердых и жидких углеводородов. На поперечном срезе образца отложений хорошо различимы следующие слои:

пристенный — мелкозернистый, толщиной 3-5 мм;

средний — преобладают кристаллы призматической или игольчатой формы длиной 5-12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15-18 мм;

наружный — состоит из крупных и средних кристаллов, пространство между которыми заполнено мелкими.

3. Плотные крупнокристаллические. Состоят из крупных игольчатых кристаллов длиной 12-25 мм, образующих каркас, между которыми находятся мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении этих отложений можно также выделить более плотный пристенный слой, по мере удаления от которого доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях отложения в НКТ представляют собой крупные одиночные кристаллы длиной 20-27 мм с включениями мелких у основания.

Отложения всех трех видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, насосном оборудовании, клапанных узлах различного назначения,

оборудовании системы сбора и подготовки нефти и воды. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок из гипсовых отложений в НКТ длиной до нескольких сот метров, при этом практически полностью перекрывается проходное сечение труб [1].

2.2 Причины выпадения солей в осадок

Причины и условия образования отложений НОС в порах и трещинах породы пласта, ПЗП, на поверхности подземного и наземного оборудования достаточно подробно изучены В.Е. Кащавцевым, Ю.П. Гаттенбергером, С.Ф. Люшиным, В.П. Зверевым, Г.Н. Позднышевым, А.А. Емковым, В.А. Пановым, Л.Х. Ибрагимовым, Ю.В. Антипиным, Л.Б. Лялиной, Ф.Н. Маричевым, В.К. Ким, Л.Т. Дытюком, Р.Х. Самакаевым и др. [1].

Известно, что 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.

Считается, что пластовые и попутно добываемые с нефтью воды представляют собой сложные растворы водорастворимых солей разного химического состава. Кроме основных компонентов в пластовых водах в незначительных количествах содержатся и растворены газообразные вещества, такие как углеводородные газы, CO_2 и др.

Известно, что 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.

Водные растворы называются стабильными, если они в течение длительного времени не выделяют твердых осадков. Все недонасыщенные растворы, как правило, являются стабильными [1].

Растворимость вещества в воде обычно выражается числом граммов безводного вещества, которое растворяется в 100 г (или 1 л) чистой воды при данной температуре и давлении.

Растворимость (в г/л) наиболее распространенных солей в пластовых водах нефтяных залежей в химически чистой воде при температуре 18 °С представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Растворимость солей при температуре 18 °С

Наиболее распространенные соли	Растворимость, г/л
Галит (NaCl)	328,6
Сульфат натрия безводный (Na ₂ SO ₄)	168,3
Природная сода безводная (Na ₂ CO ₃)	193,9
Хлористый калий (KCl)	329,5
Сернокислый калий (K ₂ SO ₄)	111,1
Углекислый калий (K ₂ CO ₃)	1080,0
Хлористый магний (MgCl ₂)	558,1
Сернокислый магний (MgSO ₄)	354,3
Хлористый кальций (CaCl ₂)	731,9
Гипс (CaSO ₄ · 2H ₂ O)	2,0
Кальцит (CaCO ₃)	0,063

Возможность выпадения осадка возрастает при увеличении левой части неравенства или уменьшении правой. Первое имеет место при смешении вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Второе при изменении температуры, давления и выделении газов.

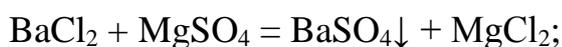
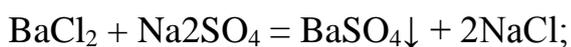
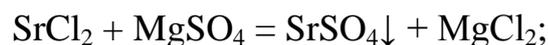
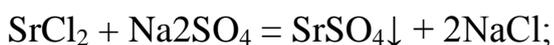
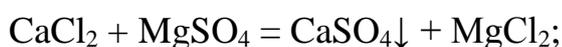
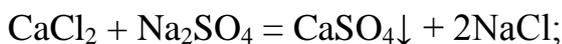
Механизм этого явления характеризуется на основе современных представлений о массовой кристаллизации, изложенных в трудах Е.В. Хамского и учитывающих совокупность следующих основных процессов: пересыщение

попутно добываемых вод, зародышеобразование, рост кристаллов, перекристаллизация. Последние три процесса могут протекать либо одновременно, либо поочередно один за другим [1; 12].

Расчеты, проведенные по формуле Томсона – Кельвина, показывают, что каждому коэффициенту пересыщения (C/C_0) соответствует критический радиус зародыша твердой фазы [1; 8].

Равновесные зародыши при небольших пересыщениях не образуются. С заметной скоростью равновесные зародыши образуются лишь при кратности пересыщения более 1,072 [1; 9; 12]. В результате исследований разными авторами установлено, что оптимальные пересыщения могут наблюдаться при размере кристаллов меньше 0,01 мкм (10–6 см). Следовательно, образование отложения гипса в пластовых условиях возможно при коэффициенте пересыщения более 1,072. Весьма большую роль в формировании и выпадении неорганических солей в осадок играют процессы смешения несовместимых вод. Каждая из смешивающихся вод имеет свою гамму химических веществ и может быть стабильной в данных термобарических условиях. Однако при смешении смесь часто оказывается перенасыщенной тем или другим веществом, которое начинает выпадать в осадок при неизменных температуре и давлении.

Типичными схемами химических реакций, которые происходят при смешении несовместимых вод и могут приводить к образованию твердых осадков, являются следующие:



Возникающие в результате указанных реакций плохо растворимые сульфаты кальция (гипс, ангидрит), стронция (целестин), бария (барит), карбонаты кальция (кальцит) и магнезия далеко не исчерпывают всех осадков, но они преобладают в большинстве случаев.

Второй, не менее важной причиной образования нестабильных пересыщенных растворов и выпадения осадков служит изменение термобарических условий и связанные с ним испарение воды, выделение газов и т.д. В этом случае в воду не вносят никаких дополнительных компонентов, однако в исходном растворе либо увеличивается фактическая концентрация вследствие испарения воды, либо снижается произведение растворимости с изменением термобарических условий. В некоторых случаях простое разбавление растворов пресной водой может быть причиной выпадения в осадок солей, в частности карбоната кальция [1].

Все указанные процессы происходят при фильтрации воды в продуктивном пласте, а также при ее движении в скважине, через рабочие органы насосной установки и другие коммуникации нефтепромысла и оказывают влияние на солеотложение [13].

Причины образования отложений сульфата кальция

Все гипотезы о причинах отложения сульфата кальция в нефтепромысловом оборудовании сводятся, как правило, к выяснению причин увеличения концентрации сульфат-ионов в нагнетаемых в пласт водах, а также к изучению характера изменения растворимости осадкообразующих ионов в связи с изменившимися термодинамическими условиями при фильтрации жидкости в пласте, подъеме жидкости с забоя скважины на дневную поверхность и движении по промысловым коммуникациям [1].

Обогащение движущейся в продуктивном пласте опресненной воды сульфат-ионами возможно за счет выщелачивания гипса и ангидрита, содержащихся в скелете пласта.

Основными факторами, влияющими на увеличение концентрации иона SO_4^{2-} являются: растворение сульфатсодержащих минералов продуктивного пласта; окисление рассеянного во вмещающих породах пирита кислородом, растворенным в закачиваемых водах; окисление сероводорода и других соединений серы, растворенных в пластовой воде до сульфатов серобактериями и тиобактериями; десорбция сульфатов из нефти; обогащение воды сульфатами при взаимодействии ее с вмещающими породами, в частности, в связи с десорбцией обменных оснований.

На основе результатов лабораторных экспериментов по растворению гипса при различной температуре, в присутствии ряда солей, в статических и динамических условиях Ю.В. Порошиным была принципиально установлена возможность его растворения природными водами.

Агрессивность воды по отношению к гипсу оценивается двояко: с одной стороны, способностью воды растворять то или иное количество гипса в единице объема, а с другой – скоростью растворения гипса.

В работах Ф.Ф. Лаптева показано, что основными факторами, определяющими скорость разрушения гипса, являются: химический состав воды и интенсивность ее перемешивания, т.е. скорость движения. Скорость растворения гипса в зависимости от скорости фильтрации воды может изменяться в десятки раз. Он также установил, что интенсивность разрушения ангидрита значительно меньше скорости разрушения гипса.

Экспериментальные данные А.М. Кузнецова показывают, что на интенсивность выщелачивания образцов гипса существенное влияние оказывает степень насыщенности воды сульфатом кальция. Под выщелачиванием понимают степень и скорость изменения состава породы под динамическим воздействием воды применительно к определенным гидродинамическим условиям. При этом отмечается меньшая подверженность выщелачиванию ангидрита по сравнению с гипсом.

Одной из причин обогащения закачиваемых вод сульфат-ионами и выпадения гипса, по исследованиям К.Б. Аширова, Н.И. Данилова и других, могут являться погребенные воды. Проведенные С.Л. Заксом исследования показали, что состав погребенной воды может быть иной, чем пластовой, в том случае, если она не имеет непрерывной связи с краевой или подошвенной водой. Погребенная вода характеризуется более высокой минерализацией и содержит большее количество сульфат-ионов по сравнению со свободной водой того же пласта.

Существенное влияние на процессы гипсообразования оказывает температура. Лабораторные опыты проводились для насыщенного, по отношению к кальций- и сульфат-ионам, раствора ($0,43 \text{ г} / 100 \text{ г Ca}_2^+$; $0,53 \text{ г} / 100 \text{ г SO}_4^{2-}$). Установлено, что с увеличением температуры резко сокращается время начала выпадения гипса из раствора. При температуре $60\text{--}35 \text{ }^\circ\text{C}$ гипс выпадает через 1–3 мин, а при $5 \text{ }^\circ\text{C}$ гипс начинает выпадать только через 12 сут. В случае обедненного раствора ($0,55 \text{ г} / 100 \text{ г SO}_4^{2-}$; $0,12 \text{ г} / 100 \text{ г Ca}_2^+$) с уменьшением температуры время начала выпадения гипса может увеличиться до бесконечности, т.е. при концентрации сульфат-ионов и ионов кальция, близкой к критической, температура может являться главным фактором, определяющим выпадение гипса [1].

По мнению многих авторов, изменение давления в диапазонах, в каких оно меняется при разработке залежей нефти, не будет оказывать существенного влияния. Причины отложения карбоната кальция и магния Карбонат кальция (кальцит) CaCO_3 - осадок, часто встречаемый на объектах ОАО «Новосибирскнефтегаз» [2]. Растворимость его в дистиллированной воде очень невелика. При температуре $25 \text{ }^\circ\text{C}$ и контакте с атмосферным воздухом она составляет $0,053 \text{ г/л}$, что примерно в 40 раз меньше растворимости гипса. Растворимость кальцита с повышением температуры существенно уменьшается (рисунок 4).

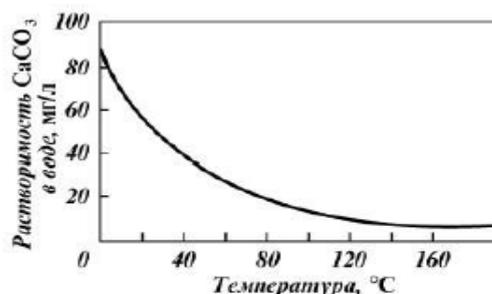


Рисунок 4 - Зависимость растворимости CaCO₃ в воде от температуры при атмосферном давлении

Поэтому по мере повышения температуры возможность отложения CaCO₃ увеличивается. Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде CO₂ (рисунок 5). В дистиллированной воде, полностью лишенной CO₂, растворимость карбоната кальция при 25 °C составляет всего 0,014 г/л, т.е. снижается примерно в 4 раза по сравнению с растворимостью в воде, находящейся в равновесии с воздухом.

При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция Ca(HCO₃)₂: $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3 = \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$

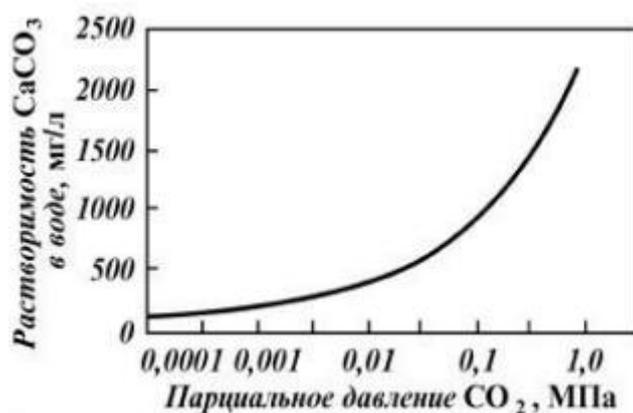


Рисунок 5 - Зависимость растворимости CaCO₃ в воде при температуре 25 °C от парциального давления CO₂

Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде.

Таким образом, снижение давления в системе газ - вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO_2 , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на приемной части УЭЦН и стенках НКТ в связи началом разгазирования нефти. В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры и уменьшение давления. Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает реакция рН среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, чем в щелочной. По мере увеличения рН и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость CO_2 также зависит от рН водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода [13].

За показатель образования карбонатного осадка обычно принимают индекс насыщения iS и индекс стабильности iSt , которые определяются по следующим формулам (метод Ланжелье):

$$iS = pH - pH_s \quad (1)$$

$$iSt = 2pH_s - pH \quad (2)$$

где pH_s — значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с соответствующим химическим соединением, выпадающим в осадок.

При положительном значении индекса насыщения, когда фактическая величина рН больше расчетной pH_s , вода способна к отложению карбоната кальция. Обычно считается, что осадок карбоната кальция выпадает при значениях $iS > 0,5-0,7$. Индекс насыщения позволяет лишь качественно оценивать способность воды отлагать или растворять карбонат кальция, в то время, как индекс стабильности (iSt) дает возможность производить количественную оценку образования осадка [2; 14].

Одной из причин пересыщения попутных вод кальцитом является процесс смешивания несовместимых вод по химической реакции:



Как показали исследования ряда авторов, условия и причины отложения карбонатных солей гораздо более многообразны и зависят от большого числа разнонаправленных факторов, чем причины отложения всех других солей, встречающихся в нефтепромысловой практике. Например, на карбонатное равновесие существенное влияние могут оказывать природные амфотерные соединения, переходящие из нефти в воду.

Так, выделенные из нефти кислотные соединения при наличии нафтеновых и карбоновых кислот обладают эффективностью осаждения ионов кальция и магния из растворов на 90-100 %. В этой же работе была выявлена ингибирующая активность активных компонентов нефти, выделенных из осадков и содержащих амфотерные соединения, которые состояли в основном из карбоновых кислот. Они, так же, как и кислотные соединения из нефти, обладали эффективностью осаждения. При содержании их в растворе 0,01 % (по массе) эффективность осаждения иона кальция достигала 93 %, а иона магния - 63 %.

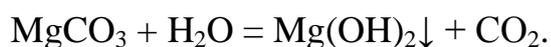
В некоторых случаях при добыче нефти встречены осадки карбоната магния. Растворимость карбоната магния в дистиллированной воде составляет 0,223 г/л, т.е. почти в 4 раза превышает растворимость карбоната кальция. Как и для кальцита, растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления CO_2 и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как осадки карбоната кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий

карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

Исключения из этого правила могут быть при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca_2^+ , Mg_2^+ и CO_3^{2-} , а другая обогащена магнием. В этом случае карбонат магния может выпадать в осадок раньше карбоната кальция.

При температуре выше $82\text{ }^\circ\text{C}$ карбонат магния разлагается с образованием гидратоокиси магния по уравнению:



Если из попутных вод выпадают и сульфатные, и карбонатные соли, то обычно наблюдается четкая локализация осадков: в НКТ, особенно в нижней половине скважины, преобладают сульфаты кальция и бария, а в наземных сооружениях отлагаются углекислые соли кальция и отчасти магния [13].

Причины отложения хлористого натрия (галита)

Хлористый натрий NaCl - основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Галит - хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной воде при температуре $30\text{ }^\circ\text{C}$ составляет $363\text{ г}/1000\text{ г}$ воды. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречены на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами, минерализация пластовых вод достигает $380\text{ г}/\text{л}$. При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита NaCl .

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех

скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами в приконтурных скважинах. Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений - это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению, солью [13].

2.3 Промысловые методы определения зон образования неорганических солей

Для выбора технологически целесообразных и экономически выгодных способов предупреждения НОС необходимо знать состав образующихся солей и наиболее вероятные зоны их отложений. Это прежде всего относится к выбору химических методов и составов ингибиторов солеобразования. Для эффективного предупреждения кристаллизации солей и их удаления с поверхности оборудования ингибитор должен быть доставлен до начала интервала отложений. В частности, для предупреждения отложения гипса химические реагенты должны вводиться до интервала выпадения осадка. Знание расположения зон образования НОС крайне необходимо и для принятия оптимальных технологических решений по ослаблению интенсивности образования солевых отложений.

Обнаружение места отложений НОС в промысловых условиях часто представляет непростую задачу. Решить ее можно при условии систематического изучения фильтрационных характеристик пласта, призабойной зоны скважин, контроля работы глубинно-насосного оборудования, систематического отбора проб и определения химического состава попутных вод, изменения дебита скважин и обводненности добываемой жидкости [1].

Основное содержание промысловых исследований сводится к следующему:

1. Выбор скважин для исследования истории их эксплуатации и ремонтов.
2. Регулярное проведение гидродинамических исследований на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

3. Изучение профилей притока, термограмм, распределения плотности жидкости в межтрубном пространстве при тех же режимах работы скважины, что и при исследованиях, изложенных в п. 2.

4. Систематическое изучение физико-химических свойств нефти и воды, оценка насыщенности попутных вод гипсом.

5. Отбор образцов металла эксплуатационной колонны, цементного камня за колонной и породы продуктивного пласта боковым сверлящим керноотборником.

6. Периодические исследования состояния эксплуатационной колонны акустическим цементомером и каверномером.

7. Тщательный осмотр поднимаемых из скважины штанг, насосного оборудования НКТ на предмет обнаружения образования НОС и 48 определения толщины отложений.

8. Анализ динамики показателей работы окружающих скважин.

Для комплексных исследований необходимо выбирать скважину или группу скважин, в которых отложение НОС только обнаружено или ожидается по прогнозам в скором времени. По выбранным для анализа скважинам необходимо собрать и проанализировать материалы промысловых исследований и обобщить все сведения, полученные при проведении подземных и капитальных ремонтов, выполненных до начала комплексных исследований.

Отложение НОС в удаленных от скважины зонах продуктивного пласта с достаточной достоверностью можно оценить по результатам гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации, проведенных через значительные промежутки времени. По результатам обработки кривых восстановления давления можно определить фильтрационные характеристики всей области дренажа, т.е. удаленных зон пласта. Сопоставляя их за ряд лет (рисунок 6) и учитывая динамику дебита скважины между исследованиями путем снятия КВД, можно установить выпадение солей в пласте. Постоянство основных фильтрационных характеристик удаленной зоны пласта (гидропроводности, проницаемости) или их улучшение в связи с замещением нефти менее вязкой

вытесняющей водой будет свидетельствовать о том, что НОС в удаленных зонах продуктивного пласта не отлагается. Ухудшение физических свойств удаленной зоны пласта будет свидетельствовать о возможном отложении НОС. Более точное решение будет получено путем совместной интерпретации всего комплекса информации, получаемой в результате наблюдений за работой выбранных скважин [1].

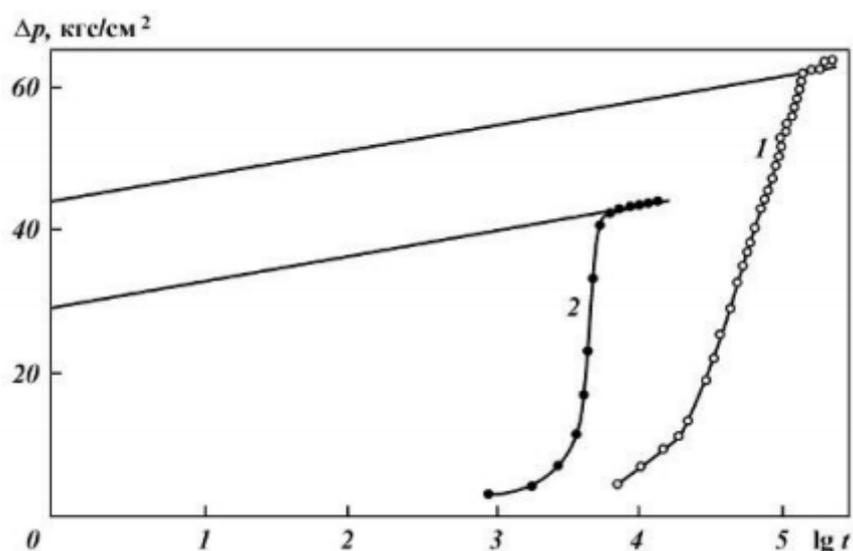


Рисунок 6 - Пример характерных изменений КВД по данным исследования солеобразующей скважины на неустановившихся режимах фильтрации: 1 – КВД, построенная после первого исследования; 2 – КВД, построенная через значительный промежуток времени после первого исследования

При анализе промысловых наблюдений следует учесть, что образование НОС в заводненном объеме пласта может привести к уменьшению добычи воды из высокообводненных скважин. Это объясняется увеличением фильтрационных сопротивлений, промытых водой пропластков, характеризующихся относительно высокой проницаемостью [15].

Отложение неорганических солей в призабойной зоне пласта четко обнаруживается при сравнении результатов исследований скважины на установившихся режимах, выполненных через достаточно большие промежутки времени.

Образование и отложение НОС в призабойной зоне пласта приводят к уменьшению коэффициента продуктивности скважины из-за снижения коэффициента проницаемости пород, эффективной толщины пласта, а также по причине закупоривания перфорационных отверстий отложениями солей.

3 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы борьбы с уже выпавшими осадками, то есть удаление уже сформировавшихся солеотложений, и методы, предотвращающие или замедляющие процессы отложения неорганических солей [1; 2; 16; 17]. Общая характеристика методов борьбы солеотложениями представлена в Приложении В, а на рисунке 7 – их классификация. [1; 2].

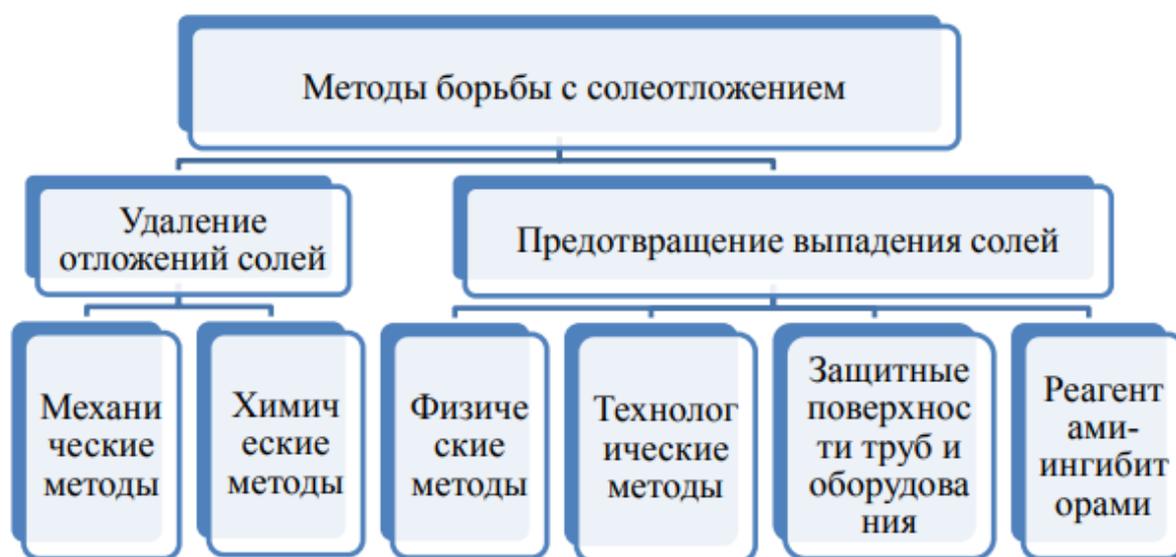


Рисунок 7 - Общая классификация методов борьбы с солеотложением

Предотвращение выпадений солей в скважинах, в нефтепромысловом оборудовании и устройствах, коммуникациях внутрипромыслового сбора, подготовки промысловой жидкости и систем ППД является одним из направлений технологической деятельности нефтедобывающего предприятия.

На некоторых скважинах предотвратить солеобразование в призабойной зоне пласта и погруженном оборудовании возможно за счет изменения забойного давления (динамического уровня в скважине), глубины подвески и эксплуатационной характеристики насоса. Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, наличия сырьевой базы, доступности технических средств и прочих факторов используются различные

подходы в борьбе с данным негативным явлением. В нефтепромысловой практике приоритетное распространение для предотвращения отложений солей получили ингибиторные способы защиты скважин и оборудования [2].

3.1 Удаление отложений солей

Удаление солей, отложившихся в скважинах и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является серьезной проблемой и остается одной из наиболее трудоемких и малоэффективных работ. Эффективность действия удалителей и их выбор зависят от конкретных условий каждого месторождения, в частности от состава отложений неорганических солей.

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и продуктивному пласту, а также эффективными в плане предотвращения повторного осаждения [2]. В настоящее время нет еще универсальных методов, которые могли бы обеспечить удаление или полное предупреждение отложений неорганических солей любого состава. Поэтому в каждом конкретном случае, в зависимости от состава солевых отложений, необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты для их удаления с тем, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Удаление солеотложений требует больших затрат времени и средств, однако актуальность совершенствования методов удаления отложений солей, несмотря на эффективность применения ингибиторов, по-прежнему сохраняется, поскольку существующие методы предотвращения выпадения НОС в ряде случаев не всегда эффективны.

Методы удаления отложений солей из скважин можно подразделить на механические и химические [1; 10].

3.1.1 Механические методы

Сущность механических методов удаления отложений заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием. Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт соевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо проводить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений [1; 10].

3.1.2 Химические методы

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является первым, самым дешевым методом, особенно в случае, когда применение механических методов затруднено, а также нерентабельно и менее эффективно. Наилучшие успехи достигаются при целенаправленном воздействии на солевые осадки, предварительно изучив их тип, количество, физико-химический состав и минералогическую структуру этих отложений.

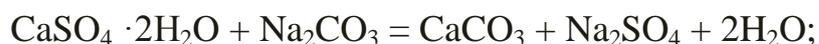
Наиболее доступными растворителями солей карбонатов и сульфатов являются 20% раствор гидроокиси натрия (каустическая сода), 10-15% раствор соляной кислоты и 10% раствор трилона Б [2].

Основными методами удаления сульфатных отложений признаны конверсия осадка с последующим растворением продуктов реакции кислотой и воздействие хелатными соединениями.

Лучшими конверсионными агентами признаны растворы гидроокисей и карбонатные растворы.

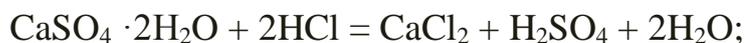
Выбор реагентов для удаления гипсовых отложений зависит от их структуры.

Рыхлые отложения гипса путем закачки в скважину 10–15%-ных растворов карбоната и бикарбоната натрия и калия преобразуются (конверсируются) в карбонат кальция, который потом удаляется соляной кислотой:



Для промышленных обработок скважин для удаления вторичного осадка карбоната кальция применяется 10–13%-ный раствор соляной кислоты [1].

Для удаления солей кальция широко используют 15%-ный раствор соляной кислоты. В результате химической реакции образуется хорошо растворимый в воде хлористый кальций:



Добавление 3–4%-ного раствора хлористого аммония или 5–10%-ного хлористого натрия приводит к ускорению реакции. Наиболее эффективно действует реагент при температуре 70–80 °С.

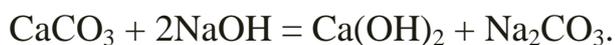
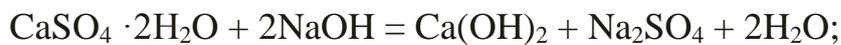
Солянокислотные обработки чаще всего выбирают для удаления отложений карбоната кальция, однако быстрая кислотная реакция имеет отрицательные последствия. Истощенный кислотный раствор, содержащий растворенные компоненты солевого отложения, является отличным инициатором для повторного их выделения по пути транспортирования.

Промысловые испытания показали, что многие скважины можно успешно обрабатывать растворами кальцинированной или каустической соды, если проводить обработки сразу же после появления отложений солей. Объясняется это тем, что слой осадка вначале хорошо проницаем, имеет небольшую толщину и легко разрушается [2].

Исследования, проведенные С.Ф. Люшиным с соавторами, В.Е. Кащавцевым, Л.Т. Дытюком и другими, показали, что в общем случае гидроокись натрия (каустическая сода) наиболее действенна при 20%-ной, а гидроокись калия – при 30%-ной концентрации ее в растворе. Хорошим растворителем является гидроокись

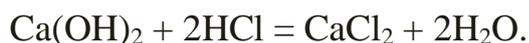
калия [6]. Однако продукты этого реагента имеют тенденцию к подавлению реакции на поверхности осадка. Растворы гидроокиси натрия такого недостатка не имеют.

При воздействии гидроокиси натрия на отложения солей кальция реакция протекает с образованием гидроокиси кальция и сульфата либо карбоната натрия:



Сульфат и карбонат натрия хорошо растворимы в воде, а гидроокись кальция представляет собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, которая может быть извлечена потоком жидкости.

Обработку скважин раствором каустической соды рекомендуется проводить при солеотложении в стволе скважины и подземном оборудовании без задавки раствора в ПЗП. При продавливании раствора каустической соды в пласт для удаления отложений из ПЗП может произойти уменьшение проницаемости пород. Это обусловлено тем, что перфорационные отверстия, поровые каналы и трещины частично перекрываются продуктами реакции – хлопьевидными осадками гидроокиси кальция. В таких случаях гидроокись кальция можно удалить путем обработки скважины 13–15%-ным раствором соляной кислоты:



Образующийся в результате этой реакции хлористый кальций хорошо растворим в воде [1].

В практике борьбы с отложениями неорганических солей в скважинах, ПЗП и, главным образом, на подземном оборудовании применяются хелатные соединения, действие которых основано на разрушении осадков вследствие образования устойчивых комплексов с ионами, содержащимися в растворе. На практике наибольшее распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей [14]. Реакция солеотложений с хелатными соединениями протекает медленнее, чем со щелочами, однако качество очистки лучше. Для увеличения скорости реакции в хелатные растворы добавляют карбонаты щелочных

металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликолят натрия, бензол, толуол и др. [18]. На отечественных месторождениях в ограниченном количестве проводились обработки скважин с использованием 10–20%-ного раствора трилона Б (двунатриевая соль ЭДТА). Однако из-за значительной стоимости реагента и получения результатов, сопоставимых с эффективностью щелочных обработок, хелатные соединения применяются только для удаления наиболее плотных, мелкозернистых осадков кальцита, гипса и барита [1].

Следует отметить, что применение щелочи и соляной кислоты для растворения отложений в скважинах направлено на активное воздействие только на минеральную часть, в то время как осадок всегда содержит и органическую часть. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы соли и заполняя пустоты между ними, затрудняют возможность контактирования ее с растворяющим реагентом, уменьшается эффективность процесса растворения осадков. При этом значительно уменьшается поверхность реагирования, а, следовательно, и эффективность процесса растворения отложений. Для увеличения растворяющей способности рабочих растворов их нагревают до температуры 70–80 °С. Однако в ряде случаев при наличии на отложениях углеводородных соединений (смола, парафинов, асфальтенов и др.) обработка кислотами и щелочами не достигает результата даже при повышенных температурах. В таких случаях необходимо вначале удалить углеводороды из осадка до химической обработки путем промывки скважины горячей нефтью или растворителями. При этом существенно усложняется технология обработки скважины [1; 2; 10].

Для Верх-Тарского месторождения с характерным выпадением карбонатов кальция метод удаления солевых отложений с использованием химических растворов остается наиболее приемлемым. Для удаления солей рекомендуется применять 12–15% растворы ингибированной соляной кислоты (СКО) для обработки призабойной зоны пласта и наземной коммуникации, а для прямой и обратной кислотной промывки скважин кислотные составы, содержащие 3–5% соляной кислоты [19].

3.2 Предотвращение выпадения солей

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависят от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе попутных вод в состояние перенасыщения.

Перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешиванием растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование отложений НОС на поверхности оборудования зависит также от свойств подложки, электрокинетических и других физикохимических явлений, происходящих на поверхности раздела фаз.

В реальных технологических процессах добычи, сбора и подготовки нефти многие явления происходят одновременно, что усложняет исследование формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей возникают из-за отсутствия систематической достоверной информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям на разрабатываемых объектах в течение длительного времени.

Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет. В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения НОС можно разделить на две группы – безреагентные и химические [1; 10].

3.2.1 Физические методы

Способ предупреждения образования неорганических солей путем воздействия электромагнитных и акустических полей на газожидкостные смеси изучался Д.М. Агаларовым, Г.В. Кострюковым, А.Д. Голиковым, Ш.Н. Алиевым, В.С. Дроновым и др. Известные данные о влиянии магнитного поля на кристаллизацию и отложение НОС весьма противоречивы. Теоретические исследования, выполненные А.Н. Лычевым и А.И. Черемисиным, показали, что влияние магнитного поля на параметры фазового перехода в водных растворах солей невелико.

Влияние электромагнитного поля на процессы кристаллизации связано, очевидно, с действием магнитной и электрической составляющих. Установлено, что под воздействием электромагнитного поля изменяются структуры солей и общая масса отложения, приходящегося на единицу поверхности, снижается адгезионная прочность солей с поверхностью металлического оборудования.

Эффективность применения акустических излучателей и ультразвуковых генераторов для предотвращения отложения солей изучалась многими авторами. Установки для предупреждения отложения НОС в подземном и наземном нефтепромысловом оборудовании, основанные на использовании акустических полей, испытаны на месторождениях Северного Кавказа и Западной Сибири. Обзор этих работ показывает, что в ультразвуковом диапазоне частот акустическое поле, создаваемое излучателями, уменьшает интенсивность отложения солей на поверхности оборудования. Широкое применение акустических излучателей в промысловых условиях требует дальнейших исследований и опытно-промышленных испытаний [1].

Физические методы снижают только интенсивность солеобразования, а предотвратить зародышеобразование и образование центра кристаллизации солеотложения не способны. Магнитные, электрические, акустические методы не имеют перспективы широкого применения, они могут найти лишь узкое и ограниченное применение [2].

3.2.2 Технологические методы

Практика разработки и эксплуатации залежей нефти показывает, что для предупреждения отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта, на поверхности скважин и оборудовании могут использоваться методы на основе технологических процессов добычи нефти [14]. Технологические способы рекомендуется применять в комплексе с физико-химическими методами воздействия на процесс солеобразования.

Турбулизация восходящего потока

Опыт эксплуатации добывающих скважин в условиях солеобразования показал положительную роль в предотвращении солевых отложений скоростей восходящих потоков водонефтяных смесей в системе подъемного лифта и в эксплуатационных колоннах. Сокращение сроков пребывания в скважинах пересыщенных солями растворов за счет увеличения скоростей восходящих потоков жидкости ухудшает условия для кристаллизации солей, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и их прилипанию к поверхности оборудования [14].

Технологическим приемом снижения солевых отложений в эксплуатационных колоннах скважин является спуск в интервалы фильтра хвостовиков из НКТ. Спуск в интервалы фильтра определенной конструкции хвостовиков позволяет создавать необходимые скорости восходящего потока для выноса водонефтяной смесью на поверхность мелкодисперсного солекристаллического шлама, предотвращая, таким образом, гравитационное осаждение кристаллов на забой скважин и рост солевых пробок [19].

Скважинные штуцеры и диспергаторы способны изменять структуры и скорость движения газожидкостной смеси в скважине или условия кристаллизации солей. Они эмульгируют добываемую воду в нефти, что уменьшает вероятность контакта воды со стенками насоснокомпрессорных труб и другого промышленного оборудования [1].

Ограничение водопритоков

Важным технологическим методом предупреждения солеотложения является своевременное проведение водоизоляционных работ в скважинах.

Водоизоляционные работы – это отключение из разработки обводненных прослоев пласта, ограничение притока вод в добывающие скважины и повышение фильтрационного сопротивления движению воды в промытых зонах продуктивного коллектора селективными водоизолирующими материалами (биополимерами, химическими вспененными композициями, гидрофобизаторами и пр.) [2].

Практика показывает, что сравнительно резкое изменение состава попутно добываемой воды и, как следствие этого, интенсивное солеотложение может происходить за счет прорыва вод из других водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны, возникающие в процессе эксплуатации скважины. При этом самое эффективное средство предотвращения отложения солей – ремонтно-изоляционные работы в скважине с ликвидацией обнаруженных нарушений [1].

Ограничением притока вод в скважины в процессе добычи нефти устраняется две большие группы причин, способствующих обводнению добывающих скважин: технические (нарушение герметичности эксплуатационных колонн и крепи скважины выше продуктивного пласта) и геолого-технологические.

Проблема обводнения и ограничения водопритоков в скважины сводится к использованию комплекса методов и средств на основе разобщения пластов при строительстве скважин, неселективного и селективного отключения из разработки обводненных пропластков послойно-неоднородного продуктивного пласта, ограничения притока вод в добывающие скважины и их движения в дренируемых промытых зонах коллектора водоизолирующими материалами [14; 19].

Подготовка воды в системе ППД

При заводнении продуктивных пластов с целью поддержания пластового давления приходится дополнительно использовать поверхностные (с водоемов) и сеноманские воды с большим содержанием ионов жесткости или анионов,

способных выпадать в твердые осадки солей. При этом будет существовать опасность смещения ионного равновесия при взаимодействиях с подтоварной и пластовой водами в сторону образования нерастворимых солей.

Рекомендуется не допускать перемешивание несовместимых вод, использовать их в системе нагнетания в пласт по разным схемам - отдельно. Если технологическая схема обустройства месторождения не позволяет устранять эти предпосылки негативных процессов солеотложения, то необходимо уменьшить вероятность выпадения солей методом дозирования реагента-ингибитора в потоки несовместимых жидкостей до точки кристаллизации твердых осадков [19].

Выбор оптимального значения забойного давления

В условиях высоких газовых факторов и депрессий образование карбонатов кальция начинается уже в зоне интервала перфорации, что характерно для месторождений Западной Сибири. График влияния забойного давления на интенсивность солеобразования представлен на рисунке 8 [20].

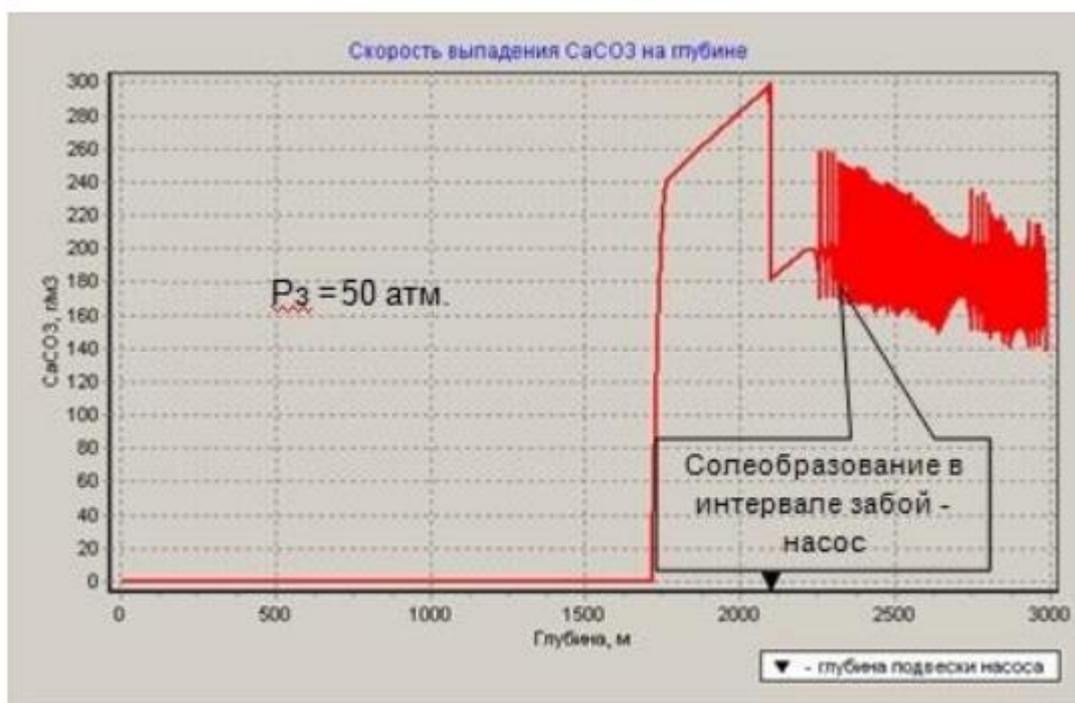


Рисунок 8 - Влияние забойного давления и высокого газового фактора на интенсивность солеобразования в скважине

Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального значения забойного давления, поскольку значение равновесной концентрации солей, в частности кальцита, зависит от давления в насыщенном солями растворе. Повышение давления на забоях добывающих скважин приводит к уменьшению их дебитов. Чтобы не допустить этого, необходимо предусматривать повышение давления нагнетания воды на линиях нагнетательных скважин или организацию очагового заводнения. В каждом конкретном случае целесообразность повышения давления нагнетания для уменьшения интенсивности солеотложения необходимо определять путем проведения техникоэкономических расчетов [1].

3.2.3 Применение защитных покрытий

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования в условиях отложения НОС может быть применение защитных покрытий. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. На Самотлорском месторождении испытывались ПЭЦН, центробежные колеса и направляющие, аппараты которых были покрыты пентапластом или были изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием. Промысловые данные показали увеличение надежности работы УЭЦН и межремонтного периода их работы. Покрытие из пентапласта не предотвращает полностью отложения солей, однако снижает интенсивность роста их образования. Поэтому оборудование с защитным покрытием следует применять в скважинах с умеренной скоростью солеотложения. В условиях же интенсивного отложения солей одновременно с использованием защитных покрытий целесообразно применять химические реагенты.

В литературе приводятся весьма противоречивые данные о возможности применения защитных покрытий для предотвращения солеотложений. Вопрос о перспективах их использования остается открытым. Это объясняется недостаточной

изученностью критериев, определяющих эффективность полимеров, отсутствием единого мнения о требованиях, которым они должны удовлетворять [1].

Следует отметить, что проблема солевых отложений на металлических поверхностях нефтепромыслового оборудования тесно связана с коррозионным процессом, так как любая шероховатость и продукты коррозии являются концентраторами кристаллизации при движении пересыщенных солями растворов. Поэтому любые антикоррозионные защитные покрытия на внутренних металлических поверхностях являются мерой по снижению солевых отложений [14].

3.2.4 Предотвращение отложений солей реагентами – ингибиторами

Вышеперечисленные методы являются так называемыми "безреагентными" способами борьбы с отложениями минеральных солей. Они не являются универсальными, и эффективность их применения в значительной степени зависит от условий осадкообразования.

Из известных способов предотвращения отложения солей наиболее эффективным и технологичным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения можно условно разделить на три типа:

- Хелаты - вещества способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами;
- Ингибиторы "порогового" действия, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей;
- Кристаллоразрушающие ингибиторы, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов.

По химической природе потенциальными ингибиторами солеотложения могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические

производные фосфоновой и фосфорной кислоты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой или малеиновой, а также различные композиции перечисленных соединений.

Для получения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ. Некоторые из них могут непосредственно и не являться ингибиторами солеотложений, но усиливать их действие, например, ПАВ неионогенного типа [2; 14].

В настоящее время установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солеотложений. Важнейшее из них – высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания (до минус 50°C), низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться с породы пласта [1].

При правильном подборе ингибитора солеотложения и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено предотвращение выпадения солей на всем пути движения скважинной продукции от забоя до пунктов подготовки нефти и воды [2; 14]. Независимо от типа ингибитора и механизма его действия, положительные результаты могут быть лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в минимально необходимых количествах. При этом наилучшие результаты достигаются при условии ввода ингибитора солеотложения в поток жидкости до начала процесса кристаллизации солей [1].

В настоящее время в условиях Верх-Тарского нефтяного месторождения реализуются следующие технологии ингибирования:

- периодическая закачка в скважину с последующей продавкой по НКТ или по затрубью в призабойную зону пласта водного раствора ингибитора солеотложения 3-5%-ной концентрации;

- непрерывная подача реагента в поток добываемой жидкости с помощью специальных блочных дозирующих устройств и установок;
- периодическая подача реагента в систему с помощью специальных блочных дозирующих устройств и установок. Последовательно могут осуществляться комбинированные способы подачи ингибитора: вначале периодическая закачка, затем через 2–6 месяцев непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины [2; 14].

Технология задавливания ингибитора в пласт

Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей [2]. Вынос ингибитора до минимальных концентраций реагента, требуемых для эффективного ингибирования, обеспечивает предотвращение выпадения НОС на всем пути движения жидкости, начиная от ПЗП.

В связи с этим ингибитор должен быть не только высокоэффективным, но и хорошо адсорбироваться на поверхности породы пласта при продавке его в скважину и медленно десорбироваться при последующем извлечении жидкости из скважины. Предпочтение отдается тем ингибиторам, которые могут десорбироваться из пласта в течение 4–12 мес. [1].

Для подготовки поверхности породы, удаления уже образовавшихся отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой по объему кислотной обработкой скважины. Этот прием, одновременно, позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт.

Процесс задавливания ингибитора в пласт состоит из следующих этапов:

- Предварительная закачка. На этом этапе закачивается слабый водный раствор ингибитора с целью уменьшения адгезии ингибитора в призабойной зоне

пласта, чтобы в дальнейшем основная масса ингибитора прошла более глубоко в пласт.

- Основная закачка. На этом этапе производится нагнетание основной массы раствора ингибитора.
- Продавливание. Раствор ингибитора продавливается от призабойной зоны в более нагретые зоны вглубь пласта. Адсорбция и осаждение увеличиваются в более нагретых зонах.
- Запирание скважины. На этом этапе происходит интенсивная адсорбция или осаждение ингибитора в пласте. Время реагирования пласта 6-12 часа.
- Вывод скважины на режим.

Можно ввести дополнительные этапы, способствующие более успешному проведению обработок [2].

После проведения продавки на скважине организуется контроль за выносом ингибитора путем периодических отборов проб добываемой воды (через 2 – 3 недели) и определением концентрации ингибитора. Концентрация ингибитора в воде постепенно уменьшается до минимальных значений, требующихся для ингибирования солей. До этого времени обеспечивается защита скважины и оборудования от отложения солей. При снижении содержания ингибитора в добываемой воде ниже эффективной концентрации осуществляют повторную закачку ингибитора в призабойную зону пласта. С увеличением периодичности обработки — это значение корректируется с учетом данных на конкретном объекте [1; 2].

Одним из способов повышения эффективности метода продавки ингибиторов в ПЗП является подача ингибиторов в составе двухфазной пены. Сущность способа заключается в медленном разрушении закачанной в пласт пены, что обеспечивает снижение интенсивности десорбции ингибитора в начальный момент времени. Это позволяет добиться более равномерного во времени выноса ингибитора и сократить водоприток. Продолжительность между обработками при этом увеличивается, достигая 14 мес. и более [1; 14].

Период времени защиты оборудования и ПЗП устанавливается из практики применения ингибитора солеотложения.

Технология непрерывного дозирования ингибитора

Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки, подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Схема обвязки данной установки с устьем скважины представлена на рисунке 9.

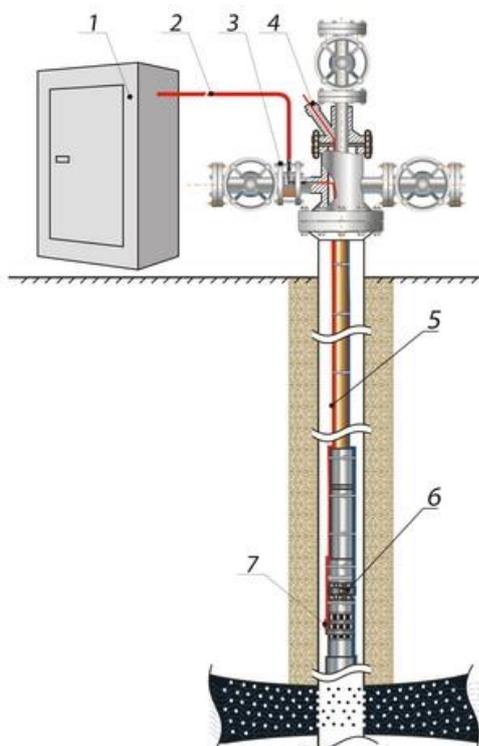


Рисунок 9 - Схема обвязки для непрерывного дозирования в затрубное пространство скважины

Наземное оборудование представлено дозирующей установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

Технология непрерывного дозирования применяется для защиты скважин, осложненных солеотложением на скважинном оборудовании, для защиты наземного оборудования и трубопроводных коммуникации, резервуаров, системы ППД.

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 (нефти), то под действием силы тяжести раствор поступает на прием ЭЦН. Ингибитор солеотложения практически не растворяется в нефти и не накапливается в жидкости затрубного пространства.

В системе ППД Верх-Тарского месторождения используется смешенная вода (подтоварная с нефтедобычи и сеноманская с водозабора). Смешение этих вод происходит на РВС. Для предотвращения солеотложения подачу реагента по технологии постоянного дозирования необходимо осуществлять в точку ввода в систему до смешения этих вод. В данном случае рекомендуется осуществлять подачу ингибитора в общий коллектор линии водозаборных скважин.

Данный метод считается надежным, хотя требует постоянного контроля и обслуживания установок дозирования реагента. Технология непрерывного дозирования применяется для защиты скважин, осложненных солеотложением на скважинном оборудовании, для защиты наземного оборудования и трубопроводных коммуникации, резервуаров, системы ППД.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки нефти ингибиторы подаются в последовательности, как и для скважин. Определяется место отложения солей, проводятся работы по их очистке и устанавливается дозирующее оборудование [14].

На Верх-Тарском нефтяном месторождении для постоянного дозирования реагента предлагается применение погружных скважинных дозаторов или контейнеров с гранулированными твердыми реагентами, устанавливаемых ниже ПЭД ЭЦН. В настоящее время сконструировано большое количество глубинных контейнеров и дозаторов.

Скважинный жидкостный дозатор, представленный на рисунке 10, устанавливают в скважине под приемом скважинного насоса. Верхнюю и нижнюю

части контейнера заполняют жидким ингибитором с плотностью, большей плотности жидкости в скважине.

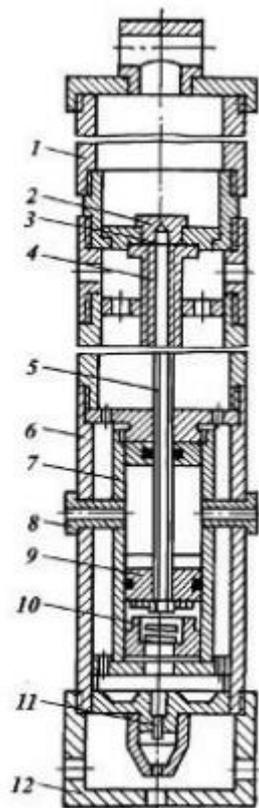


Рисунок 10- Глубинный жидкостный дозатор: 1 – верхний контейнер; 2 – штуцер перепускной; 3 – игла; 4 – патрубок; 5 – шток; 6 – нижний контейнер; 7 – цилиндр; 8 – патрубки; 9 – поршень; 10 – пружины; 11 – штуцер с дозировочным отверстием; 12 – камера.

Дозатор действует по следующему принципу. В результате перепада давления под поршнем (так как плотность ингибитора выше плотности жидкости в скважине, а также площадь поршня значительно больше площади отверстия в штуцере) поршень перемещается вверх, игла перекрывает отверстие в штуцере и ингибитор из нижнего контейнера подается через отверстие в штуцере.

По мере истечения ингибитора из отверстия в штуцере уровень в контейнере понижается до определенной отметки, соответствующей такому перепаду давления, при котором поршень, шток и игла переместятся вниз. Через открывающееся отверстие в штуцере из верхнего контейнера по патрубку начинается, перелив ингибитора из нижнего контейнера. Уровень в контейнере растет, и когда достигает

прежнего значения, поршень, шток и игла вновь переместятся до полного опорожнения верхнего контейнера.

Наличие регулирующего устройства в жидкостном дозаторе позволяет обеспечить оптимальную дозировку и стабильный расход ингибитора [1; 21].

Контейнер с гранулированными твердыми реагентами представляет собой перфорированный металлический пенал, заполненный твердофазной ингибиторной композицией. Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. Габарит погружного скважинного контейнера должен соответствовать диаметру эксплуатационной колонны, масса ингибиторной композиции до 120 кг. Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких секции, соединенных резьбовой муфтой, что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и монтажа. Контейнер крепится к компенсатору ЭЦН шарнирной подвеской, шарнир допускает отклонение оси погружного скважинного контейнера не менее 5° в любом направлении относительно продольной оси контейнера. Опыт применения погружных скважинных контейнеров на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» позволил увеличить наработку на отказ ЭЦН в 2,5-5,3 раза.

Для постоянного дозирования ингибиторов солеотложения с устья на прием ЭЦН возможно применение специального капилляра, спускаемого по НКТ непосредственно к приемной сетке насоса. Без применения данного капилляра дозируемый ингибитор, проходя через толщу скважинной жидкости в затрубном пространстве, реагирует с ней, погружным оборудованием и НКТ. Таким образом, на прием ЭЦН он попадает уже частично отработанным. Благодаря применению капилляра, уменьшается коррозионное воздействие ингибитора солеотложений на погружное оборудование, а также происходит существенная экономия дорогостоящих ингибиторов [13].

Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с частотой один раз в 7, 15 или 30 дней в зависимости от производительности скважины.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом. При использовании данной технологии существуют два пути поступления ингибитора на прием ЭЦН: из затрубного пространства и с забоя скважины. При выводе скважины на режим после глушения часть затрубного пространства заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затруб в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При пуске скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием ЭЦН. При замещении раствора глушения в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на прием насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная задавка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины.

В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора СО нерастворимого в нефти протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор ингибитора залавливается на забой, а ее эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое.

4 ТЕКУЩАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СОЛЕВОГО ФОНДА СКВАЖИН ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЕРХТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Общая технологическая схема нефтесборных коллекторов кустовых площадок и напорного нефтепровода УПСВ - ЦПС Верх-Тарского месторождения нефти ОАО «Новосибирскнефтегаз» приведена в Приложении Г, а на рисунке 11 – принципиальная схема внутрипромыслового назначения наземных коммуникаций [2].

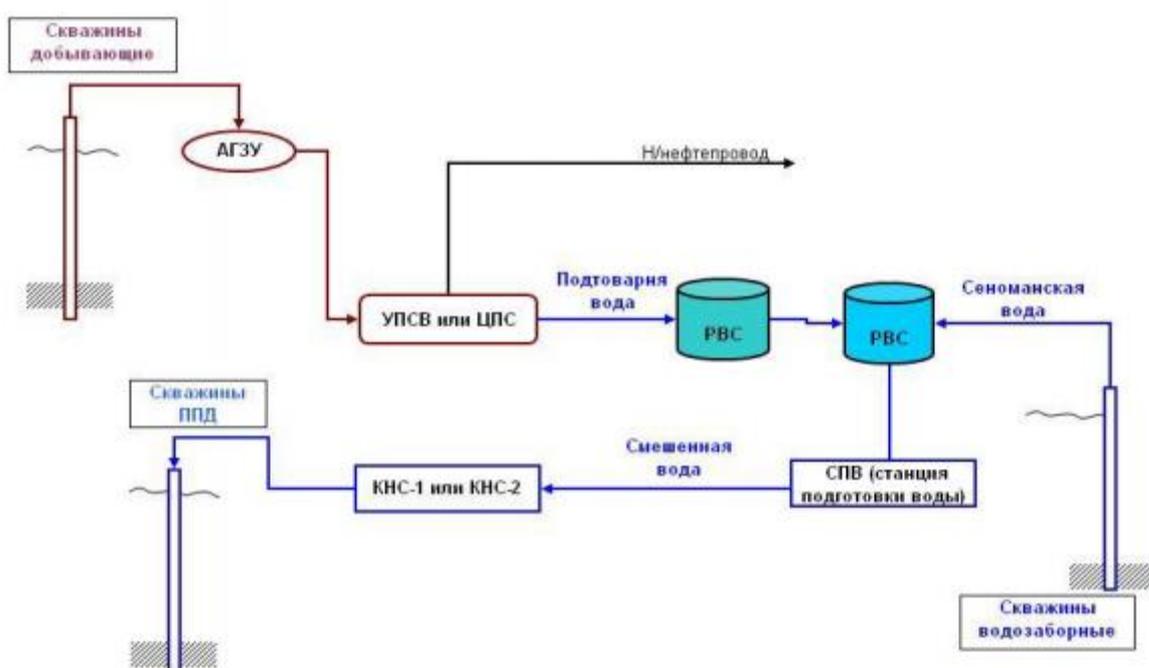


Рисунок 11 - Технологическая схема сбора, транспорта и системы ППД Верх-Тарского месторождения.

4.1 Локализация проблемы солеотложения

Проблема солеотложения подтверждена в большинстве добывающих скважин, непосредственно на оборудовании погруженных насосов (ЭЦН, ПЭД и КРБК), на НКТ и в ПЗП скважины. Толщина отложений значительна. Проблема появилась после установки высоконапорных насосов и с увеличением обводненности добываемой продукции. Отложения солей выявлены на подземном

оборудовании. Преждевременные отказы электропогружных установок значительны, в том числе, из-за солеотложения соли на валу, на ступицах рабочих колес ЭЦН, в ниппеле, на рабочих ступенях между ступицей и аппаратом.

В Приложении Д приведены результаты анализа преждевременных отказов скважин Верх-Тарского месторождения в 2007 - 2008 годах, в частности, по причине отложения солей в ЭЦН. По Протоколам ПДК, преждевременный отказ подземного скважинного оборудования по причине солеотложения, МРП скважин в течение 2007 года по апрель 2008 года составил [2]:

- в течение первых 60 суток – отказало 19 скважин;
- в период от 2 до 6 месяцев – отказало 16 скважин;
- в промежуток времени от 0,5 до 1,0 года – отказало 9 скважин;
- более 1,0 года – отказало 6 скважин.

При этом основными причинами отказа электропогружных оборудований являются:

- налет на деталях устройств – 33 отказа;
- отложение солей – 6 отказов; • оборудование забито солями – 11 отказов.

4.2 Текущая оценка ингибирования солеотложения на скважинах

Для оценки текущего состояния ингибиторной защиты от солеотложения выбраны 5 скважин из обрабатываемого солевого фонда.

Подбор производился с учетом технологических режимов и изучением динамики наработки скважин на отказ, межремонтные периоды работ вышеуказанных скважин по причине солеотложения на оборудовании УЭЦН распределены следующим образом (таблица 6).

Таблица 6 - Динамика наработки скважин на отказ по причине солеотложения

Скважина	Запуск	Отказ	Наработка, сут
117	17.07.2016	17.02.2017	216
	01.03.2017	17.03.2017	17
	22.03.2017	28.05.2017	67

119	25.06.2016	06.04.2017	285
127	06.05.2016	11.01.2018	615
501	21.07.2016	08.01.2017	171
516	17.06.2017	16.01.2018	216
	18.10.2016	13.06.2017	238

Проведены отборы проб скважинных жидкостей и лабораторные исследования на остаточные содержания ингибитора солеотложений (ХПКС- 004 ПС) со скв. №№ 117; 119; 127; 501 и 516. В таблице 7 приведены результаты анализов остаточного содержания ингибитора солеотложений в попутно-добываемой воде [2].

Таблица 7 - Анализ остаточного содержания ингибитора солеотложений ХПКС - 004 ПС, (гр/м³)

Скважина	Куст	Июль 2018	Сентябрь 2018	Декабрь 2018
117	6	6,8		8,1
119	5	7,1	11,0	9,8
127	5			
501	1	3,2	8,7	
506	8	5,2	5,5	6,3

Повышением обводненности продукции скважин в процессе разработки Верх-Тарского месторождения усугубляется проблема отложения твердых солей. Технологические методы защиты предотвращения солеотложения на данном этапе себя не оправдывают. В условиях динамизма ионного состава водной среды и высоких положительных значений индексов насыщения промышленных вод, для борьбы с процессом солеотложения рекомендуется применять ингибирование промысловой жидкости.

Выбор химреagenta и его первичная удельная дозировка устанавливается лабораторными испытаниями ингибиторов солеотложения на модельных водах.

Кроме защитной способности к ингибиторам солеотложения предъявляются следующие требования:

- обладать совместимостью с пластовыми и попутно-добываемыми водами;
- обладать совместимостью с другими реагентами;
- обладать термостойкостью;
- характеризоваться хорошей адсорбционно-десорбционной способностью;
- проявлять низкую коррозионную активность;
- не ухудшать качество нефти;
- быть не токсичным и экологически безопасным.

ЗАО "КОРМАКО" проведено комплексное лабораторное тестирование ингибиторов солеотложения для условий Верх-Тарского месторождения (5 реагентов). Дополнительно проанализировано в лабораторных условиях, применяемый в настоящее время ингибитор комплексного действия ХПКС-004(ПС) [2; 19].

4.3 Предварительные испытания химических реагентов

Исследования химических реагентов проводились с целью определения образца, который обладал бы наилучшими защитными свойствами и удовлетворял требованиям, предъявляемым к ингибиторам солеотложения; установления и рекомендации реагента, обладающего наибольшей экономической эффективностью, которая заключается в проявлении наилучших характеристик, достижении максимального эффекта ингибирования СО при минимальном удельном расходе.

4.3.1 Технологические и физико-химические свойства

На данном этапе оценивались такие характеристики химреагентов, как: тип реагента и сфера его применения, внешний вид товарной формы образца, доля нелетучих веществ, плотность, кинематическая вязкость при 20 °С, температура замерзания, pH и растворимость в различных средах. Результаты тестирования технологических и физико-химических свойств, представленных образцов ингибиторов солеотложения приведены в таблице 8 [2; 19].

Таблица 8 - Физико-химические свойства химреагентов

Химпродукт	Тип реагента	Внешний вид	Доля нелетучих веществ	Плотность	Кинемат. вязкость при 20 С	Тзам.	pH	Растворимость
			% масс.	г/см ³	мм ² /с	°С		
ХПКС-004 (ПС)	ингибитор комплексного действия (ингибитор парафино- и солеотложения)	прозрачная жидкость от светло-желтого до корич. цвета	20,0	0,98	не более 50	-37	2,0-7,5	Растворим в воде, нерастворим в нефти
Реагент №1	ингибитор солеотложений для нефтяной промышленности	прозрачная светло-желтая жидкость	20,2	1,08	7,3	-40	5,2	Растворим в воде, в нефти выпадает в осадок
Реагент №2	ингибитор солеотложений для нефтяной промышленности	прозрачная желтая жидкость	21,1	1,04	6,9	-50	7,0	Растворим в воде, в нефти выпадает в осадок
Реагент №3	ингибитор солеотложений для нефтяной промышленности	прозрачная желтая жидкость	21,2	1,05	6,4	-50	7,2	Растворим в воде, в нефти выпадает в осадок
Реагент №4	ингибитор солеотложений для нефтяной промышленности	прозрачная светло-желтая жидкость	32,9	1,14	9,2	-40	5,5	Растворим в воде, в нефти выпадает в осадок
Реагент №5	ингибитор солеотложений для нефтяной промышленности	прозрачная бесцветная жидкость	27,0	1,13	15,6	-35	4,5	Растворим в воде, в нефти выпадает в осадок

4.3.2 Коррозионная агрессивность товарной формы реагента

Условие тестирования: выдержка стальных образцов свидетелей коррозии (ОСК) в товарной форме реагента при температуре 300 С. Коррозионная активность оценивалась по потере массы ОСК за определенное время.

По результатам данного теста наиболее высокую степень коррозионной агрессивности при длительном контакте товарной формы реагента проявляют образцы № 4 и 5, наименьшую – №2 [2; 19].

Результаты тестирования приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Активность тестируемых реагентов на коррозию

КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ ТОВАРНОЙ ФОРМЫ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ					
Химпродукт	Период экспозиции			Гравиметрия	
	Дата установки	Дата снятия	Экспозиция, сут	Скорость коррозии, мм/год	
				Средняя	Макс
Реагент №1	15.10.2018	05.11.2018	21	0,0695	0,0761
Реагент №2	15.10.2018	05.11.2018	21	0,0045	0,0051
Реагент №3	15.10.2018	05.11.2018	21	0,0534	0,0616
Реагент №4	15.10.2018	05.11.2018	21	0,5625	0,6064
Реагент №5	15.10.2018	05.11.2018	21	0,3704	0,4664
ХПКС004(ПС)	15.10.2018	05.11.2018	21	0,0692	0,0766

4.3.3 Стабильность ингибитора при длительном контакте с углеродистой сталью

Условие тестирования: Выдержка стальных образцов в товарной форме реагента в течение 7 суток при температуре 300С. Соотношение площади поверхности образца и объем реагента ~0,3.

Критерий отсева реагентов - выпадение осадка не допустимо. Результат тестирования представлен в Приложении И.

Испытуемые химические реагенты стабильны при длительном контакте с углеродистой сталью. Несмотря на то, что реагенты №№ 1, 4 и 5 в ходе теста теряют

присущий им в товарной форме металлический блеск, ни один из них не допускает выпадение осадка [2; 19].

4.4 Сравнительное тестирование защитных свойств ингибиторов солеотложения

Определение рецептуры приготовления модельной воды для испытаний определяется согласно РД 39-0148070-026ВНИИ-86 "Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения" на основании проведенных анализов ионного состава воды и расчета показателя стабильности воды [2; 19].

4.4.1 Прогноз стабильности промышленных вод

Прогнозирование выпадения нерастворимых солей определяют по показателю стабильности или индекса насыщения ПС (iS). Наиболее широкое применение нашла методика оценки возможности образования твердых осадков с использованием индекса насыщения (метод Ланжелье). Превышение фактической величины pH над расчетной pH_s , т.е. когда значения индекса насыщения положительны, свидетельствует о нестабильности минерализованной среды и возможности образования твердых отложений солей. Выпадение осадка происходит при значениях $iS > (0,5-0,7)$.

Промысловые воды Верх-Тарского месторождения характеризуются положительным индексом насыщения, рассчитанным по формуле:

- Для попутно-добываемой воды.....1,28
- Индекс - iS для подтоварной воды.....0,86.

4.4.2 Рецептатура модельной воды

На основании анализа ионного состава промышленных вод разрабатывается рецептатура модельной воды, используемой для тестирования образцов реагентов-ингибиторов СО. Ионный состав и индекс насыщения модельной воды должны полностью соответствовать аналогичным показателям добываемых и подтоварных вод для отражения реальных процессов солеобразования в условиях месторождения.

В таблице 10 приведена рецептатура приготовления модельной воды для испытаний согласно РД 39-0148070-026ВНИИ-86 [2; 19]

Таблица 10 - Солевой состав модельной воды

Модель попутно добываемой воды содержит избыток гидрокарбоната HCO_3^-							
Исходные растворы	Солевой состав модельной воды, г/л						Индекс насыщения
	CaCl ₂	MgCl ₂ ·6H ₂ O	NaHCO ₃	Na ₂ SO ₄	FeCl ₃	NaCl	
Раствор А	1,66	0,84	0	0	0	6,28	1,30
Раствор Б	0	0	1,65	0	0	0	

4.4.3 Сравнительное тестирование защитной способности от солеотложения

Цель испытания:

- Определение принципиальной возможности применения ингибитора;
- Выявление оптимальных дозировок в лабораторных условиях - определение минимальной рабочей дозировки реагента, при которой достигается максимальный эффект защиты.

В данной работе оценка эффективности реагентов проведена химикоаналитическим методом на минерализованной модельной воде в лабораторных условиях.

Результаты лабораторного тестирования ингибиторов солеотложения не устанавливают удельный расход при дозировании их в промышленных условиях, а служат для сравнительной оценки эффективности испытуемых реагентов и возможности их применения для условий данного месторождения.

Условия тестирования:

Продолжительность термостатирования 4 часа при температуре 75 0С. Тестирование проводилось на модельной воде с индексом карбонатной стабильности - 1,3 при дозировках химреагентов - 5, 10, 15, 20, 25, 50 г/т.

Описание теста:

Эффективность ингибиторов солеотложения определялась согласно методике экспериментального определения оптимального содержания ингибитора солеотложения, приведенной в РД 39-0148070-026ВНИИ-86 "Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения".

Необходимые реактивы:

- образец ингибитора солеотложения;
- хлористый кальций безводный; • хлористый магний;
- хлористый натрий; • кислый углекислый натрий;
- трилон Б, 0,05 н;
- мурексит - индикатор (смешанный с NaCl в соотношении 1:100).

Процедура тестирования:

- приготовление 1,0 литра модельной воды, не содержащей кислый углекислый натрий (раствор I) и 1,0 литра раствора кислого углекислого натрия (раствор II);
- определение истинного содержания ионов кальция и гидрокарбоната методом титрования (РД 39-23-1055-84);
- приготовление стандартного рабочего раствора ингибитора солеотложения путем разбавления 0,1 г реагента в небольшой порции дистиллированной воды с последующим доведением объема раствора до 100 мл. В одном мл полученного раствора содержится 1,0 мг ингибитора;

- в серию колб емкостью 250 мл помещается по 100 мл раствора I и добавляется стандартный рабочий раствор ингибитора 1,0; 2,0; 3,0; 4,0; 5,0 и 10,0 мл. Затем в колбы добавляют по 100 мл раствора II. Дозировки ингибитора составляют соответственно 5, 10, 15, 20, 25, 50 мг/л. Еще для сравнения на одной колбе проводятся те же процедуры без добавления рабочего раствора ингибитора - «холостая проба»;

- колбы плотно закрываются пробками и термостатируются при температуре 75°C в течение 4 часов. Пробы охлаждаются, затем фильтруются через плотный фильтр;

- определяют содержание ионов кальция в каждом из фильтратов трилонометрическим титрованием;

- эффективность ингибиторов определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{C_P - C_X}{C_0 - C_X} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где C_P — содержание ионов кальция в пробе, содержащей ингибитор, после термостатирования, мг/л, C_X — содержание ионов кальция в «холостой пробе», мг/л, C_0 — содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л [2; 19].

На рисунке 12 и в таблице 11 приведены результаты сравнительных испытаний защитной способности реагентов на ингибирование солеотложения.

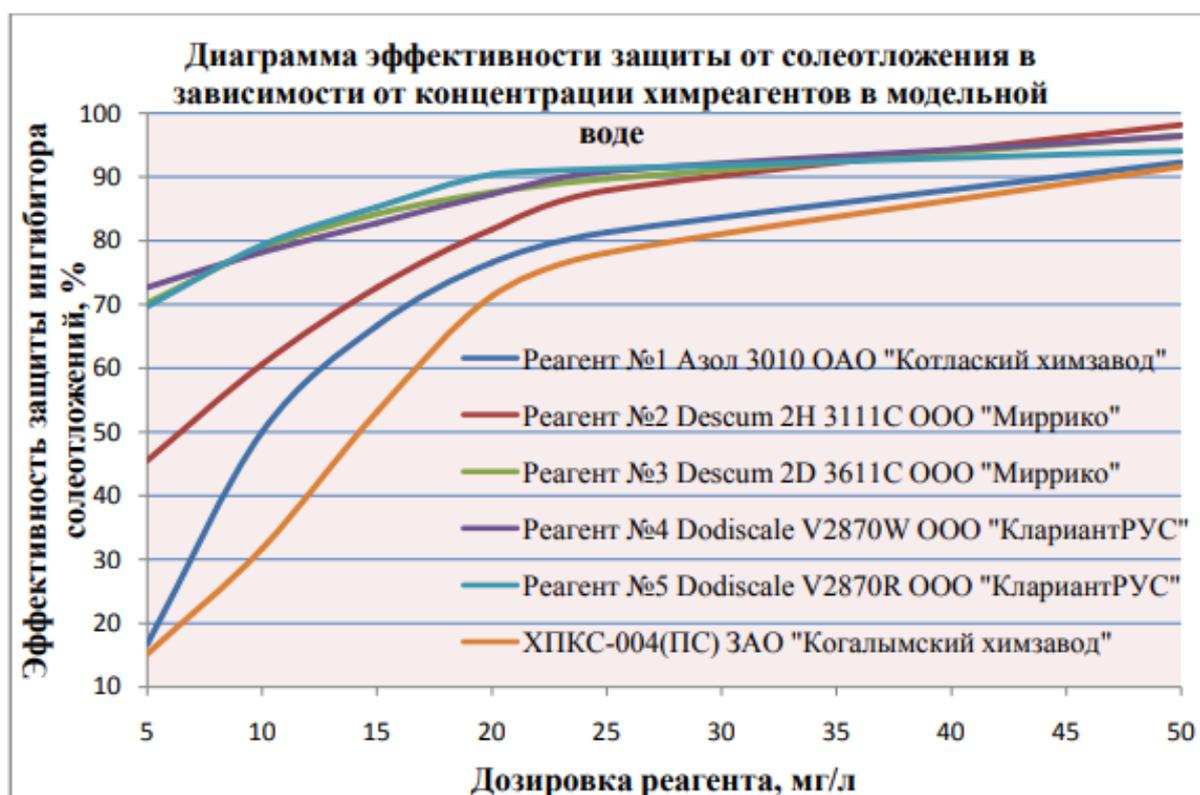


Рисунок 12 - Результаты лабораторного испытания химреагентов на эффективность предотвращения солеотложения

Таблица 11 - Результаты сравнительных испытаний защитной способности реагентов на ингибирование солеотложения

Реагент	Температура теста, °С	Время теста t, час.	Эффективность защиты ингибитора солеотложений, %					
			дозировка реагента, мг/л					
			5	10	15	20	25	50
Реагент №1 Азол 3010 ОАО "Котлаский химзавод"	75	4	16,7	50,0	66,7	76,6	81,3	92,3
Реагент №2 Descum 2H 3111C ООО "Миррико"	75	4	45,5	60,6	72,7	81,8	87,9	98,2
Реагент №3 Descum 2D 3611C ООО "Миррико"	75	4	70,2	78,9	84,2	87,6	89,7	96,5
Реагент №4 Dodiscale V2870W ООО "КлариантРУС"	75	4	72,7	78,2	82,8	87,3	90,9	96,4
Реагент №5 Dodiscale V2870R ООО "КлариантРУС"	75	4	69,7	79,3	85,3	90,4	91,3	94,1
ХПКС-004(ПС) ЗАО "Когалымский химзавод"	75	4	15,2	31,7	53,2	71,3	78,1	91,6

Выводы и рекомендации по тестированию защитных свойств ингибитора

По результатам сравнительного тестирования защитных свойств ингибиторов солеотложения проведено ранжирование испытанных реагентов по дозировкам, требуемым для обеспечения защитного эффекта 90%:

- при 20 г/м³ - Реагент № 5 (Dodiscale V2870R);
- при 25 г/м³ - реагенты № 3 и 4 (Descum 2D 3611C и Dodiscale V2870W);
- при 30 г/м³ - Реагент № 2 (Descum 2H 3111C); • при 40 - 50 г/м³ - реагенты № 1 (Азол 3010 и ХПКС- 004(ПС)).

Дозировки, определенные в тестах, соответствуют применению ингибиторов в лабораторных условиях, и поэтому могут рассматриваться как минимально необходимые и могут быть использованы только в качестве сравнения между собой. Дозировки для промысла определяются в ходе проведения опытно-промышленных испытаний.

Таким образом, учитывая высокую коррозионную активность на углеродистую сталь Реагента № 4 (Dodiscale V2870W) - 0,47 мм/год и Реагента № 5 (Dodiscale V2870R) - 0,61 мм/год, для опытно-промышленного испытания рекомендуются использовать Реагенты № 3 и 2 (Descum 2D 3611C и Descum 2H 3111C), которые при равных условиях более эффективны в лабораторных условиях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б4В		Кыштымов Владимир Николаевич	
Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:			
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих		Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности.	
Нормы и нормативы расходования ресурсов		Нормы расхода материалов, тарифные ставки стоимости ремонта скважин, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение ремонтных работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования		Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения		Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.	
Планирование и формирование бюджета научных исследований		При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.	
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования		Расчет экономической эффективности капиллярной системы подачи химических реагентов.	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):			
Внедрение на скважине Верх-Тарского месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов.			
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
3-2Б4В	Кыштымов Владимир Николаевич		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Существует мнение, что использование капиллярных систем подачи химических реагентов экономически не оправдана. Ниже приведен пример расчета экономической эффективности после внедрения капиллярной системы подачи химического реагента в различные интервалы скважины, внедренного на скважину Самотлорского месторождения.

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Цель и задачи

Основная задача рассчитать экономическую эффективность после внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов в добывающие скважины на Самотлорском месторождении.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования

$$\mathcal{E}_\phi = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o, \quad (2)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/ т;

$T_{\text{раб}}$ – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

Z_o – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}, \quad (3)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}}/24) + 1, \quad (4)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$ - дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (5)$$

где $Z_{\text{рем.скв.}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об.}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (5)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (6)$$

где $S_{\text{рем.об.}}$ – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{технол.}}$ – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж.}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$ – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект}}$ – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}}, \quad (8)$$

где $V_{\text{доз.}}$ – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$ – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$ – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, \quad (9)$$

где $Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$ – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан}}, \quad (10)$$

где N – потребляемая электроэнергия дозирующим насосом, кВт*ч;

$C_{\text{эн.}}$ – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$ – время работы дозирующего насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_n = Q_n \cdot C_n \cdot P_p \cdot C_p, \quad (11)$$

где Q_n – дебит по нефти, м³/сут;

C_n – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

C_p – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

P_p – средняя продолжительность ремонта, час.

На основании данной методики разработана программа, которая позволяет определять целесообразность применения комплекта оборудования для конкретных осложненных скважин. Рассмотрим ее применение на примере Верх-Тарского месторождения. Имеется, например, три осложненные солеотложениями скважины с дебитом $Q = 42,5$ т/сут., обводненность 60%, дебит по нефти $Q_n = 17$ т/сут., межремонтный период, которых составляет соответственно 58, 122, 170 суток.

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозирующая установка компании «Позитрон» с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, протектолайзеры, размещенных на ПЭД и насосе, узел подвески трубопровода на

насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

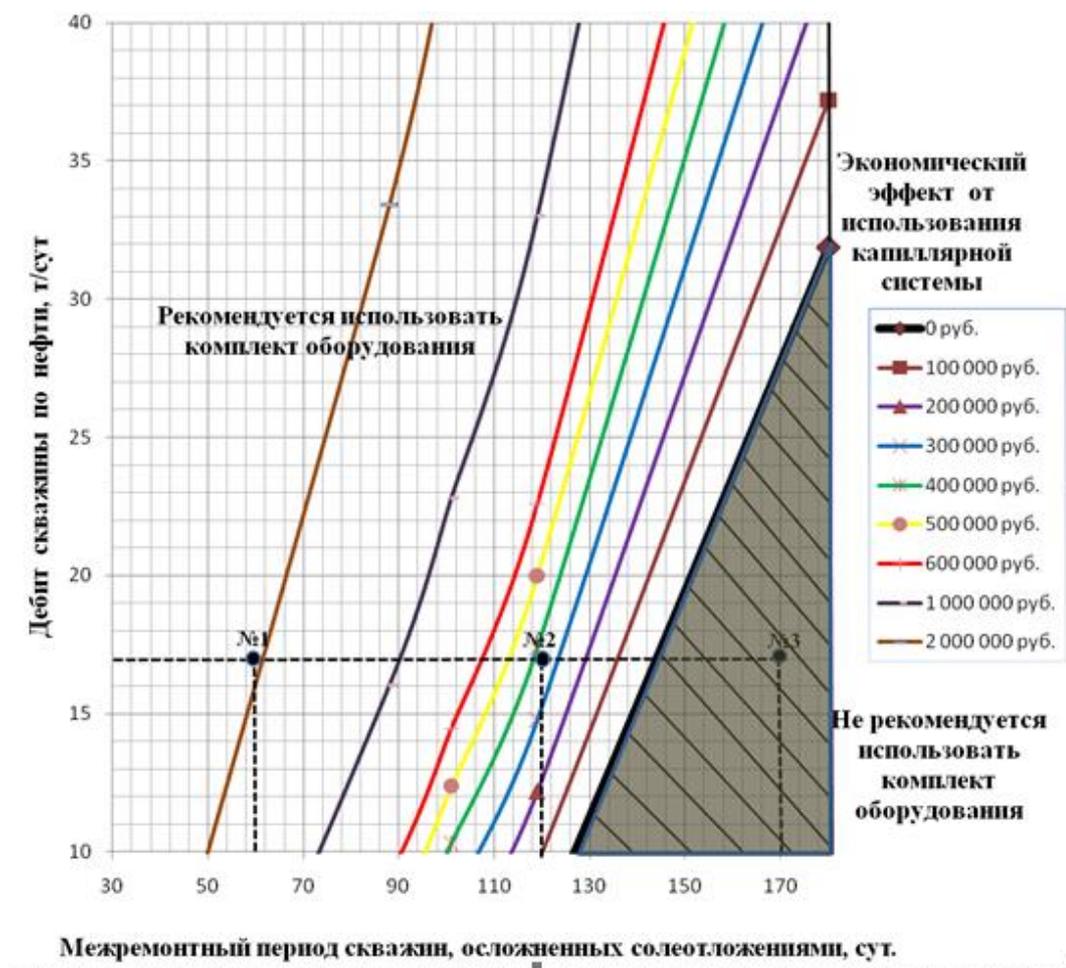


Рисунок 13 – Оценка экономической эффективности использования капиллярной системы

Вывод

Результаты расчета представляются в графическом виде (рисунок 13).

По осям координат представлены дебит скважины по нефти и межремонтный период осложненной скважины. Кривые ограничивают области экономической эффективности от использования комплекта оборудования при гарантированном межремонтном периоде скважин не менее одного года. Так для скважины № 1 с межремонтным периодом 58 суток целесообразно комплекта оборудования и экономическая эффективность составит около 10 млн. руб в год. Для скважины № 2 с межремонтным периодом 122 сут. также оправдано применение комплекта

оборудования. Для скважины номер № 3 с межремонтным периодом 170 сут. экономически не выгодно применение комплекта оборудования, если мы повышаем гарантированный межремонтный период более одного года. Если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет, то использование оборудования будет оправдано.

Таблица 12 - Внедрение на скважине Верх-Тарского месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м ³ /сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
1	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	-	447500
2	Химический реагент, руб/т	-	50000
3	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
4	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
5	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
6	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	-	948250

1	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
2	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
3	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
4	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
5	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,14	50474,8
6	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
7	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12 603 136,8	1 800 448,04
	ИТОГО	12 603 136,8	2 748 698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б4В		Кыштымов Владимир Николаевич	
Школа	ИШПР	Отделение	21.03.01
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.		Вредные факторы: Пониженная температура окружающей. Опасные факторы: Электробезопасность; давление в системах работающих механизмов, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.	
2. Экологическая безопасность: 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 окружающей среды.		Воздействия на атмосферу: пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей. Воздействия на гидросферу: разливы химических реагентов; подтёки ГСМ. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и тальными водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках; осаждение твердых выбросов из атмосферных осадков.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.		При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: розлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.	
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
3-2Б4В	Кыштымов Владимир Николаевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

6.1 Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 13.

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ [22].

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация капиллярных трубопроводов при проведении подачи ингибиторов в скважины, что может вызвать отравление химическими веществами.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Промывочные работы на скважинах	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82
Работы в емкостях, аппаратах и колодцах	2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.004-91
Установка и снятие заглушек	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3. Взрывопожарная и пожарная опасность	ГОСТ 12.1.007-76
Работы в местах возможного обитания медведей	4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76

Таблица 14 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Химические реагенты	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при подаче ингибитора капиллярными системами обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. К проведению промывочных операций на кустовых площадках, допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2. работники, производящие работы с химическими веществами, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;

- плащом непромокаемым;
- защитную маску;
- защитные очки.

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

1. на рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения и аптечка первой помощи.

2. эстакады, трубопроводы, дозировочные установки должны быть заземлены.

5. работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

6. освещение кустовых площадок должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории I а относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории I б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории II а относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя

и требующие определенного физического напряжения. К категории II б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (таблица 15).

Таблица 15 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 16 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему)
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри

емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий, выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком.

Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов).

6.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000–4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4–6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых

предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

6.3 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии подачи химических веществ.

Источники загрязнения водных объектов

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Таблица 17 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации капиллярных систем подачи химических веществ

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые

		отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. установление и поддержание водо-охранных зон;
3. вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;

6. рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. контроль качества сварных швов;
9. переходы трубопроводов через водные преграды должны быть проложены под землей;
10. отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. сбор нефтепродуктов и химических реагентов которые разлились на грунт в аварийную емкость с последующей утилизацией.
13. осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.
- По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:
 - осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
 - засыпка шламового амбара привозным грунтом;
 - устройство лежневого настила поверх территории амбара;
 - укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
 - планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвопокрытием многолетних трав.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и освоения скважин, хозяйственно-бытовых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения - на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар.

Так как отходы бурения, находящиеся в амбарах, содержат значительное количество нефти, то необходимо выполнять ряд работ в следующей последовательности:

1. Разделение фаз отходов бурения в шламовых амбарах методом отстоя;
2. Сбор и откачка наиболее обогащенного нефтью верхнего слоя жидкой фазы отходов бурения.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на объекте:

1. пожар;
2. взрыв;
3. выброс в окружающую среду вредных веществ.

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно техническому регламенту приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво- пожарной и пожарной опас- ности	Степень огне- стойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[12]	
				Класс взрыво- опасной зоны	Категория и группа взрыво- опасных смесей
1	Кустовая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Блочная кустовая насосная станция	А	II	В-1а	ПА-Т3
3	Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения химических веществ;
- возможность возникновения заряда статического электричества в следствии трения слоев ингибитора друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрывопожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;

- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем [23].

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Компания должна руководствоваться нормам и законами государства [24]. Между предприятием и работниками составляется договор, в котором работодатель обязуется выполнять мероприятия для обеспечения безопасности сотрудников:

- Инструктажи, проведения ТБ
- Проверки оборудования, контактов
- Обеспечение медицинским персоналом
- Предоставление необходимой амуниции

В тоже время работники обязаны выполнять правила поведения компании, бережно относиться к выдаваемому инвентарю, следовать прописанным инструкциям.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя [25]. Последний, руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях.

Для исполнения специальных положений и других нормативных документов в области охраны труда и окружающей природной среды (№52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения») соответственными ведомствами, где были разработаны требования, инструкции, нормы и стандарты, благодаря которым, должны обеспечивать требования законодательства в указанной области [26].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе разработки Верх-Тарского месторождения с повышением обводненности продукции скважин усугубляется проблема отложения твердых солей.

В данной работе объектом исследования являются процессы солеотложения при добыче нефти. Были рассмотрены основные причины выпадения неорганических солей в осадок, которыми являются: смешение вод разного химического состава, изменение термобарических условий, выделения газов по пути движения добываемого флюида, изменение рН среды испарение воды на ПЭД и др., и, как следствие, превышение фактической концентрации вещества над его равновесной концентрацией в растворе.

Также были проанализированы ионные составы попутно-добываемых вод Верх-Тарского нефтяного месторождения с добывающих скважин, подтоварных вод с ЦПС и УПСВ, сеноманских – с водозаборных скважин и смешанной воды, используемой для поддержания пластового давления, проведен анализ этих вод на карбонатную стабильность. Согласно этому, водная фаза скважинной жидкости средне-минерализована, по соотношению ионов тип по классификации Сулина – хлориднокальциевый. Попутно-добываемые воды имеют положительный индекс насыщения - 1,28. Высокий показатель стабильности характеризует сильную тенденцию данных вод к солеотложению.

В работе представлены типы, состав и структура наиболее распространенных солевых отложений и механизм их формирования. Был произведен анализ компонентного состава твердых отложений с подземного насосного оборудования Верх-Тарского месторождения. Основной причиной солеотложения на ВТНМ является выпадение карбоната кальция из-за нарушения ионного равновесия водной фазы между ионами кальция и карбонат-ионами.

Анализ на конкретных примерах показал многофакторность причин и условий процесса солеобразования при добыче нефти, как природного, так и техногенного характера, поддающихся регулированию.

В данной работе были систематизированы современные способы борьбы с отложениями солей, включающие в себя как методы удаления твердого осадка, так и предотвращения его образования. Так как значительно дешевле предотвратить, чем ликвидировать трудноудаляемые осадки неорганических солей в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, предпочтительными являются методы предупреждения их выпадения; большое внимание уделяется прогнозу солеотложения.

В условиях положительных и высоких значений индексов насыщения промысловых вод предотвращение солеотложения только технологическими методами представляется недостижимым. В данном случае для предупреждения процессов солеотложения необходимо применять ингибирование скважинной продукции. Этот метод является приоритетным направлением развития в области борьбы с осложнениями при добыче нефти в целом, и с солеотложением в частности.

В данной работе представлены различные технологии ингибиторной защиты от отложений НОС, такие как: технология задавливания ингибитора в пласт, технологии непрерывного дозирования и периодического его дозирования в затрубное пространство, – условия применения предложенных технологий и способы расчета необходимого количества химреагента при их использовании. Также были предложены методы ингибиторной защиты, которые не используются, но могут найти применение в условиях Верх-Тарского месторождения.

В Приложении В дан список химреагентов, используемых на рассматриваемом месторождении. Более того, ЗАО "КОРМАКО" проведено комплексное лабораторное тестирование шести ингибиторов солеотложения с целью подбора наиболее эффективного для условий ВТНМ. По результатам сравнительного тестирования защитных свойств проведено ранжирование испытанных реагентов по дозировкам, требуемым для обеспечения защитного эффекта 90%, и по их коррозионной активности на углеродистую сталь.

Важной проблемой, требующей решения, остается совместимость применяемых технологий воздействия на пласт и скважину, главным образом,

химической направленности. Плотность применяемых технологий такова, что негативные побочные эффекты одних «гасят» эффективность других. Выпускаются тысячи деэмульгаторов, ингибиторов, реагентов, противотурбулентных присадок прочего, и все это нагружается на скважину, закачивается в пласт, транспортируется вместе с добываемой продукцией в системе внутривнепромыслового сбора и подготовки нефти и воды, отражаясь на их свойствах и вызывая из-за химической несовместимости новые проблемы.

Наряду с совершенствованием химических методов предотвращения солеобразования для нефтепромысловых нужд должны развиваться более экологически безопасные технологии на основе физических (электроволновых, магнитных, акустических) процессов и других технических и инженерных решений, поэтому необходимо проводить комплексные исследования с целью повышения их эффективности и экономической целесообразности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с. ил.
2. Технический отчет по результатам научно-исследовательских работ по ингибированию солеотложения на Верх-Тарском месторождении ОАО «Новосибирскнефтегаз», 2008. – 55 с.
3. Кравцов В.В. Коррозия и защита материалов и конструкций. – Уфа. 1999. - 332 с.
4. Авторский надзор за разработкой Верх-Тарского нефтяного месторождения на основе постоянно действующей геологотехнологической модели. – М.: ООО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа РАЕН», 2008. – 265 с.
5. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Верх-Тарского нефтяного месторождения. – Тюмень, ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр», 2006. – 313 с.
6. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башк. кн. издво, 1987. – 168 с.
7. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1988. – Вып. 4. – 51 с.
8. Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
9. Ш.К. Гиматудинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.П. Гаттенбергер и др. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. – Грозный.: Изд-во ЧеченоИнгушск. гос. университета. – 1985. – 88 с. 99
10. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др.; Под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина.— Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы "Монография"», 2003.— 302 с.

11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин. // Курс лекций, IV курс. – Томск, 2006. – 134 с.

12. Хамский Е.В. Кристаллизация в химической промышленности. – М.: Химия, 1979. – 343 с.

13. А.Ю. Глущенко, В.Л. Асланиди. Перспективы борьбы с солеотложениями и коррозией на Первомайском месторождении. / Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов. // Труды X Международного симпозиума им. М. А. Усова секции «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2006. – 46 с.

14. Кащавцев В.Е, Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432 с.

15. Персиянцев М.Н., Кабиров М.М., Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. – 224 с.

16. Перекупка А.Г. Елизарова Ю.С. (ОАО "Гипротюменнефтегаз"). Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Нефтяное хозяйство, 2003. - № 6. - с. 82-84.

17. Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С., Машошина А.А., Мингалев Э.П. (ОАО "Гипротюменнефтегаз"). Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство, 2004. - №3 – с. 84-85.

18. Данилова Н.И., Кащавцев В.Е. Методы борьбы с отложениями гипса при добыче нефти // Обз. информ. ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. –1975. – 37 с. 100

19. Информационный отчет по договору № 2008 / 312-д «Анализ и рекомендации против солеотложений на фонде УЭЦН ВерхТарского месторождения», Этап II: Лабораторное тестирование и подбор ингибиторов солеотложения. – 2008. – 19 с.

20. Ягудин Р.А. (ООО «РН-Пурнефтегаз», г. Губкинский). Применение технологии предотвращения солеотложения в скважинах с большим газовым фактором в ООО «РН-Пурнефтегаз».

21. Дытюк Л.Т., Самакаев Р.Х. Ингибиторы отложения гипса при добыче и подготовке нефти // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1980.– 43 с.

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

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

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

25. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

26. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.