

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение школы нефтегазового дела  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С  
ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 662.276.72-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Федотова Людмила Егоровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Отделение школы нефтегазового дела  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)    \_\_\_\_\_ (Дата)    Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Федотова Людмила Егоровна

Тема работы:

<b>«Анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на примере месторождений Западной Сибири»</b>	
Утверждена приказом директора	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на примере месторождений Западной Сибири, анализ технологической документации, научные публикации по данной теме
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизм формирования отложений солей, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, финансовый менеджмент, анализ методов применяемых в Западной Сибири, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Глызина Татьяна Святославовна
<b>Социальная ответственность</b>	Вторушина Анна Николаевна

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Учетная степень, должность</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Федотова Людмила Егоровна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Федотовой Людмиле Егоровне

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление подготовки</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Затраты на используемый материал; основная заработная плата исполнителей; отчисления во внебюджетные фонды; накладные расходы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материала, тарифные ставки, заработные платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение работы согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на добавленную стоимость 18%

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятия, с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование дополнительной добычи нефти в результате внедрения технологии
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка эффективности применения предложенной технологии

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:  
- Нормативное время выполнения работ

- Нормы расходов и стоимость единицы материалов
- Вид и время работы арендованного транспорта
- Смета затрат на проведения мероприятия
- Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведения обработки
- Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ5312С

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Федотова Людмила Егоровна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Федотовой Людмиле Егоровне

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление подготовки</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования ВКР является анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на примере месторождений Западной Сибири.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <b>Производственная безопасность</b>	- анализ выявленных вредных факторов при методах борьбы с отложениями солей; - анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности.
2. <b>Экологическая безопасность:</b>	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - требования и способы природоохранных мероприятий в условиях солеобразований.
3. <b>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- 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.
4. <b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Федотова Людмила Егоровна		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение школы нефтегазового дела  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный Балл раздела (модуля)
25.03.2018	<i>Общие сведения о месторождениях Западной Сибири</i>	20
01.04..2018	<i>Причины и условия образования отложений солей в скважине</i>	20
10.04.2018	<i>Методы борьбы с отложениями солей</i>	20
20.04.2018	<i>Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями</i>	2
05.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Носова О.В.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Максимова Ю.А.			



## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

<i>Код результата</i>	<b>Результаты обучения</b> <i>(выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)</i>
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение условий труда	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15</i>
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течении всего периода профессиональной деятельности	<i>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-2</i>
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6), (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)</i>
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудования нефтегазовых объектов	<i>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)</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,)</i>

	исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	<i>(АВЕТ-3b)</i>
<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	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-е)</i>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, в том числе 4 рисунка, 16 таблиц и 4 приложения.

Ключевые слова: солеобразование, растворимость, методы борьбы, ингибитор.

Темой данной работы является анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на примере месторождений Западной Сибири.

Целью данной квалификационной работы является оценка вероятности отложения солей и изучение факторов влияющих на отложения на основании ионного состава солей пластовых вод различных месторождений, проведение наиболее эффективных методов борьбы на конкретных месторождениях.

В результате работы рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причины и условия образования солей. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с отложениями солей и анализируется способы решение данной проблемы для месторождений Западной Сибири.

Экономическая значимость данной работы заключается во внедрении технологии борьбы с отложениями солей путем закачки в пласт СНПХ 5312С.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария). Также описана техника безопасности и охрана окружающей среды.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- УЭЦН** – установка электрического центробежного насоса;
- УШГН** – установка штангового глубинного насоса;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- НГКМ** – нефтегазконденсатное месторождение;
- НМ** – нефтяное месторождение;
- ГОСТ** – государственный стандарт;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ЖКП** – жидкокристаллический полимер;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- КНС** – кустовая насосная станция;
- ЦПС** – центральный пункт сброса;
- ПДВК** – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация;

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	17
2. ПРИЧИНЫ, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В СКВАЖИНЕ	19
2.1 Состав солевых отложений	20
2.2. Структура солевых отложений	21
2.3 Основные причины солеотложений	22
2.3.1 Сульфатные соли	24
2.3.2 Карбонатные соли	25
2.3.3. Соли хлористого натрия	26
3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ	28
3.1 Предотвращение отложения солей	28
3.1.1 Химический метод	29
3.1.2 Воздействие на растворы магнитными силовыми полями	32
3.1.3 Защитные покрытия поверхности труб	32
3.1.4 Конструктивные изменения оборудования	33
3.2 Методы борьбы с солеотложениями	34
3.2.1 Механические методы	34
3.2.2 Химические методы	35
3.2.2.1 Щелочные и кислотные обработки	36
3.2.2.2 Композиционные составы для удаления солевых осадков	38
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	40
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50
5.1 Сущность и организация проведения мероприятия	50
5.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия	50
5.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти	53
	13

5.3 Расчет годового экономического эффекта	56
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	59
6.1 Производственная безопасность	60
6.2 Анализ вредных факторов	61
6.2.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны	61
6.2.2 Повышенный уровень вибрации	62
6.2.3 Выброс токсичных и вредных веществ в атмосферу	63
6.3 Анализ опасных факторов	64
6.3.1 Электрический ток	64
6.3.2 Механические травмы	66
6.4 Экологическая безопасность	66
6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы	67
6.4.2 Мероприятия по охране поверхностных вод	68
6.4.3 Мероприятия по охране литосферы	69
6.4.3 Требования и способы природоохранных мероприятий в условиях солеобразования	71
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
6.5.1 «Пожаро-, взрывоопасность	73
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А	79
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	79
ПРИЛОЖЕНИЕ В	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	80

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа часто сопровождается нежелательными осложнениями типа отложений неорганических солей, которые в свою очередь плохо влияют на эксплуатацию нефтепромыслового оборудования.

Нынешний этап добычи нефти формулируется необходимостью извлечения на поверхность больших объемов попутных вод, как пластовой, так и закачиваемой в залежь для поддержания пластового давления, ставшей базовой технологией. Именно в результате обводнения добываемой продукции в течение всего времени разработки залежей нефти происходит образование осадков солей. Накапливаясь в эксплуатационных колоннах скважин, на поверхности погружного оборудования и в системах внутрислоевого сбора и подготовки нефти, отложения солей приводят не только к большим материальным затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти. Вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в рабочем состоянии остается актуальным и на данный момент. Поэтому одной из главных задач является борьба и предотвращение осложнений.

Эффективность мер борьбы с отложением солей при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих солеобразование в различных условиях. Основным направлением борьбы с отложением солей при добыче нефти должно быть их предупреждение, как постоянно действующая мера на основе оптимальных технологических решений, что требует научно-методических обобщений и системного подхода. Особое значение в решении столь сложной многогранной проблемы приобретает прогнозирование осадкообразования комплекса солей на всем пути технологического процесса добычи, что предопределяет успешность мероприятий по его предотвращению. Особое внимание должно уделяться и правильному подбору необходимых методов борьбы с солеотложением, которые позволяют добиться наибольшей

эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность [2].

Целью данной работы является – анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- Изучить теоретические основы существующих методов борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на территории Западной Сибири;
- Провести технико-экономический анализ внедрения метода борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на типовых месторождениях.



## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Практика нефтедобычи в Западной Сибири свидетельствует, что солеотложения является одним из наиболее существенных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 %. Различная интенсивность солеотложения в скважинах связана с разной насыщенностью попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, обводненностью добываемых флюидов, условиями эксплуатации погружных скважинных насосов. В скважинах месторождений Западной Сибири отмечено выпадение сульфатных (барит) и карбонатных (кальцит) осадков. Основным источником солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По факту подобные отложения обнаруживаются на месторождении [1].

Как показывают расчеты, значения расчетного индекса насыщения для скважин выводимых из бурения составит  $SI$  0,44-1,08. Максимальные значения отмечаются в зоне забой - насос. По теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения  $SI$  более 0,4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. Также следует учитывать, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка, несмотря на низкое значение  $SI$ . Так по результатам определения качественного и количественного состава твердых отложений на

большинстве месторождений Западной Сибири выявлено, что более 50 % массы составляют карбонаты. В процессе эксплуатации и роста обводненности риски негативного влияния солеотложения увеличиваются.

## **2. ПРИЧИНЫ, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В СКВАЖИНЕ**

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти достаточно сложный и многофакторный процесс, обусловленный как природными, так и техногенными явлениями.

В результате термобарических изменений (температуры и давления) и смешения химически несовместимых вод при движении водонефтяного потока по стволу скважины и в системе наземного внутрислоевого сбора и подготовки нефти из пересыщенных солями растворов происходит выпадение неорганических осадков. Если факторы, способствующие насыщению солями закачиваемых в нефтяные залежи для поддержания пластового давления вод можно отнести к природным, то образование солевых отложений большей частью является результатом техногенного действия [1].

Отложение неорганических солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, наиболее отрицательные последствия от отложений солей возникают при добыче нефти штангово-глубинными насосами (ШГН) и установками электроцентробежных насосов (ЭЦН), в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава флюидов, систем поддержания пластового давления и типов, используемых для вод предопределило разнообразие причин образования отложения неорганических солей на поверхности оборудования, а также различия в составах солей на разных месторождениях [2].



Рисунок 1 – Отложение солей на рабочем колесе ЭЦН и в насосно-компрессорных трубах

### 2.1 Состав солевых отложений

Важнейшим фактором, определяющим химический состав солеотложений, являются гидрогеохимические условия продуктивных пород-коллекторов: химический состав и физические свойства породы, пластовые давления и температура, химический состав и минерализация пластовых вод.

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяется три группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Самыми распространенными являются отложения солей, содержащие в основном сульфат кальция (60-80%), карбонаты кальция и магния (5-16%) [3].

В осадочных толщах, где отсутствуют соленосные отложения и минерализация вод относительно невелика, в составе солей, выпадающих на поверхности нефтепромыслового оборудования, преобладают карбонаты кальция. Присутствие соленосных толщ способствует высокой минерализации пластовых вод и обуславливает выпадение преимущественно сульфатных кальция и бария.

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли отличаются хорошей

растворимостью, поэтому в их присутствии повышается растворимость малорастворимых соединений, таких как карбонат и сульфат кальция [1].

## 2.2. Структура солевых отложений

Структура отложений имеет три характерных вида:

- Микро- и мелкокристаллические осадки солей. Образуются, главным образом, на колесах ЭЦН, в клапанах и приемных фильтрах насосов, на штангах, в задвижках. Представляют собой однородные кристаллы длиной до 5мм с равномерным включением твердых углеводородов, не удается выделить отдельные слои, так как они представляют сравнительную однородную массу. К данному типу также относятся высокотемпературные осадки, отлагающиеся в трубах теплообменников на установках по обезвоживанию нефти. Подобные осадки имеют накипеобразный характер и нередко удаляются механическим путем или заменой оборудования.

- Плотные осадки с различной степенью кристаллизации. Независимо от содержания основного солевого компонента, осадки имеют слоистую структуру. Непосредственно к стенкам труб примыкает слой микрокристаллического, скрепленного органическими веществами, осадка толщиной 3-5 мм, который по мере удаления от поверхности обрастает слоем мелких и средних кристаллов с переходом в более крупные кристаллы призматического или игольчатого строения, где преобладают кристаллы длиной 5-12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые формы кристаллы длиной 15-18 мм. Подобные отложения наблюдаются в системе подъемного лифта скважины (НКТ), в устьевом оборудовании скважины.

- Крупнокристаллические. Нередки случаи солевых осадков в виде друз, когда крупные игольчатые формы кристаллов достигают 12-20 мм и более. Между крупными кристаллами наблюдаются более мелкие кристаллы и скопление углеводородных остатков. В некоторых случаях в НКТ отложения представлены в виде одиночных кристаллов 20-27 мм с включением у основания мелких [3].

В эксплуатационных колоннах скважин при разбурировании солевых пробок, которые достигали более 500 метров, можно было наблюдать как плотные камнеобразные осадки с микрзернистой структурой (на забое скважин), так и с рыхлоупакованными кристаллами.

Рыхлые формы минеральных отложений характерны для низкотемпературных условий солеобразования, в частности, в сырьевых резервуарах хранения нефти, в отстойниках, водоводах.

Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок отложений длиной в несколько метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб.

Таким образом, можно констатировать, что солевые отложения в процессе разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений имеют сложный состав и структуру в зависимости от гидрохимических и термобарических условий их образования, химогенные среды, характера и режима движения газожидкостной смеси по стволу скважины, особенностей освоения залежей [3].

### **2.3 Основные причины солеотложений**

Основное условие солеотложения - это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: 1) испарение, 2) смешение несовместимых вод, 3) растворение горных пород и газов, 4) изменение термобарических условий, 5) дегазация воды, 6) изменение общей минерализации воды [3].

Все указанные процессы реально происходят в нефтепромысловой практике, оказывая свое влияние на солеотложения. Их появление зависит от начальных геологических условий месторождения и осуществляемой системы разработки и по-разному сказываются на различные соли. Так, осадки сульфатных солей образуются главным образом под влиянием смешения несовместимых вод и из растворения гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в осадок в основном в результате изменения термобарических

условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой, а также смешение несовместимых вод. Главная причина осаждения хлористого натрия – испарение воды и снижение температуры раствора [2].

Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут долгое время оставаться стабильными, не проявляя склонности к осадкообразованию. Однако, под воздействием нарушающего равновесие солевого раствора, образуются осадки солей. Этому могут способствовать, например, попадание механических примесей и продуктов коррозии, как центров кристаллизации, различные химические обработки, явления облитерации в системе теплообмена при внутрипромысловой подготовке нефти и другие механизмы.

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

Выпадения любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, то есть когда выполняется равенство:

$$C_i > C_i^P$$

где  $C_i$  – концентрация соединения иона, потенциально способного к выпадению в осадок;

$C_i^P$  – равновесная при данных условиях концентрации (предельная растворимость).

Это неравенство смещается в сторону выпадения осадка, либо за счет увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счет уменьшения правой части (снижения растворимости). Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение

вод в результате изменения температуры, давления, выделения газов, когда в исходном растворе снижается величина равновесной концентрации [1].

### 2.3.1 Сульфатные соли

С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода – пластовая вода – нефть с растворенным газом – породы пласта. В результате сложных внутрипластовых процессов в этой системе происходит увеличение концентрации ионов сульфата в пластовых водах. Поэтому все гипотезы о причинах отложения гипса сводятся к объяснению причин увеличения в пластовой воде концентрации сульфата-ионов в связи с закачкой пресной или сточных вод, а также к изучению растворимости осадкообразующих соединений из-за изменяющихся термодинамических условий при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность.

Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальцевой воды с пресной или сильно опресненной водой, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. В нефтепромысловой практике твердый сульфат кальция встречается в трех модификациях – гипса ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ), бассанита – полугидрата ( $CaSO_4 \cdot 0.5H_2O$ ) и ангидрита безводного гипса ( $CaSO_4$ )

Многочисленными исследованиями установлено, что температурный диапазон образования сульфатно-кальцевых отложений для различных модификаций солей не однозначны. До  $80^\circ C$  преимущественно выпадает гипс, а после  $120^\circ C$  сульфатно-кальцевый осадок полностью состоит из ангидрида (безводный гипс). Диапазон температур от  $80^\circ C$  до  $120^\circ C$  является переходным, где формируется бассанит, особенно в нетурбулентных системах, а также может встречаться любая из трех модификаций. В начальном диапазоне гипс, в конце, после  $100^\circ C$ , главным образом ангидрит.



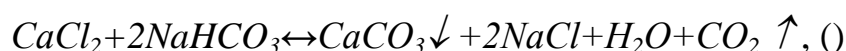
Тенденция к выпадению сульфата кальция определяется его растворимостью и возрастает с уменьшением минерализации растворов (смешение пластовой воды с пресной), при значительном снижении давления. При низких давлениях, близких к атмосферному, и температуре ниже 40°C активизируется выпадения гипса. При высоких температурах (свыше 100°C) активизируется выпадения ангидрита [2].

### 2.3.2 Карбонатные соли

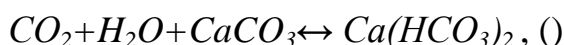
В нефтепромысловой практике наиболее часто приходится сталкиваться с отложениями карбоната кальция  $CaCO_3$  – кальцита.

В добывающих скважинах по мере продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция увеличивается) и давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). 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.

Способствующее насыщению водных растворов карбонатом кальция, его образование возможно при смешении химически несовместимых вод по реакции:



где, как и при образовании хорошо растворимого бикарбоната кальция по схеме



ход реакции контролируется содержанием диоксида углерода.

Для образования бикарбоната кальция и не выпадения 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.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает 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.

Наряду с кальцитом и карбонатных осадков при добыче нефти выделяется карбонат магния  $MgCO_3$ . Пластовые воды нефтяных месторождений, содержащие магний, содержат и кальций, и любое нарушение карбонатного равновесия в воде в сторону снижения растворимости карбоната магния будет снижать растворимость и карбоната кальция, который как менее растворимый первый выпадает в осадок. Растворимость карбоната магния так же и как карбонат магния уменьшается при повышенных температурах и растет с увеличением парциального давления  $CO_2$ .

Карбонат магния может преобладать в осадке выпадать первым при смешении вод, когда одна из них 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.

Поскольку выпадение карбонатных солей интенсифицируется в условиях наибольшего снижения давления в промысловых условиях наблюдается локализация осадков, в нижней половине скважины с преобладанием сульфатных солей, а наземных коммуникациях углекислых солей кальция и от части магния [3].

### **2.3.3. Соли хлористого натрия**

Хлористый натрий  $NaCl$  – основной солевой компонент практически во всех пластовых водах нефтяных месторождений. Солевой компонент хорошо растворим, и с повышением температуры в отличие от давления растворимость существенно увеличивается. Хлористый натрий отлагается в добывающих скважинах тех месторождений, где залежи нефти контактируют с рассолами

высокой минерализации. При обводнении нефтяных скважин таких месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита (NaCl). По сравнению с другими неорганическими солями хлористый натрий легко удаляется промывочной пресной водой, однако его отложения приводят к потерям добыче нефти и газа из-за простоев скважин, очистка которых от накапливающихся соляных пробок требует немалых затрат.

Основная причина выпадения хлористого натрия из высокоминерализованных пластовых вод является снижение температуры и давления, приводящее к перенасыщению раствора.

Наиболее интенсивно соли хлористого натрия выпадают в добывающих обводняющихся скважинах, работающих при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом. В данных условиях происходит упаривание (концентрирование) попутной воды вследствие уноса части паров воды нефтяным газом. Что приводит к перенасыщению раствора и выделению кристаллов галита. Данный процесс усиливается с падением давления и температуры по мере движения восходящего потока газированной жидкости по стволу скважины [2].

### 3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ

#### 3.1 Предотвращение отложения солей

Предотвращение солеотложений в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как негативным явлением.

Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - безреагентные и химические. К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, а также проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубиннонасосных установках (рис.).



Рисунок 2 – Схема методов предотвращения солеотложений.

Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенности разработки залежей, наличия сырьевой базы, доступности технических средств и прочих факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением (рис.2) [3].

### **3.1.1 Химический метод**

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми, что исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка до  $240 \text{ кг/м}^3$ .

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что выбор источника водоснабжения для системы поддержания пластового давления оказывает решающее влияние на отложение неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах.

В связи с внедрением закачки различных жидкостей для повышения нефтеотдачи пластов (сернокислотное, щелочное, полимерное заводнение, использование двуокиси углерода, дистиллированной жидкости и др.) одновременно должны решаться вопросы предотвращения, отложения солей в процессе разработки залежей. При прочих равных условиях следует использовать те методы, применение которых не приводит к образованию солей или существенно предотвращает интенсивность их образования.

В нефтепромысловой практике приоритетное распространение для предотвращения солеотложений получили ингибиторные способы защиты скважин и оборудования. В зависимости от механизма действия ингибиторы

солеотложений условно можно разделить на следующие 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 своей химической природе потенциальными ингибиторами солеотложений могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислоты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой или малеиновой, различные композиции перечисленных соединений [3].

Для получения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ.

Многокомпонентные ингибирующие композиции условно подразделяются на две большие группы: составы, по крайней мере, с одним из компонентов, не являющимся ингибитором солеотложения (например, поверхностноактивное вещество неионогенного типа – НПAB), но усиливающим его действие, и составы, включающие все компоненты ингибирующего действия.

В основном механизм действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Адсорбируясь на зародышевых центрах, друг к другу, а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям.

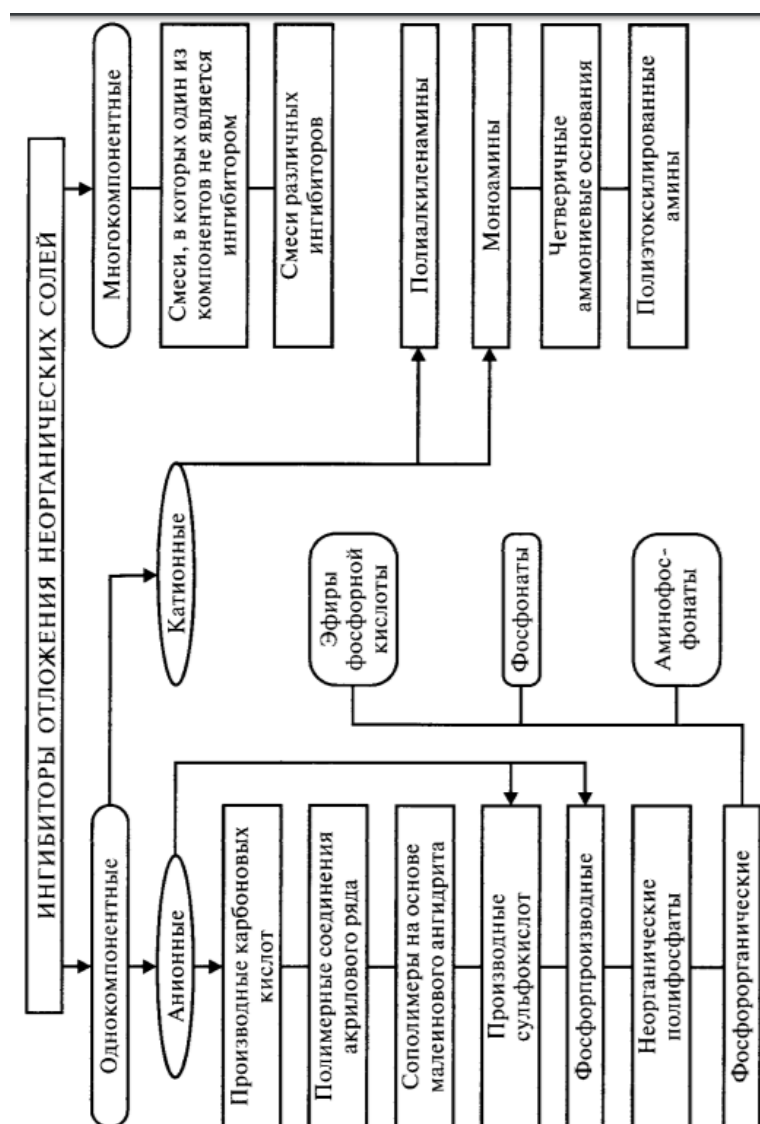


Рисунок 3 – Классификация ингибиторов неорганических солей

Ингибиторов отложений солей должны удовлетворять следующим требованиям:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены, а также стойкость водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживающего персонала и безвредными для окружающей среды;
- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;

- должны быть совместимыми с пластовыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;

- должны быть стабильными при хранении и транспортировке

Для предотвращения процесса солеотложения применяются многие химические методы защиты, и один из которых ХПС: который основан на обработке призабойной зоны продуктивного пласта химреагентом, и последующая закачка данного реагента в затрубное пространство в процессе работы УЭЦН. Для этих целей используют водорастворимые ингибиторы солеотложений серии ХПС производства Когалымского завода химреагентов и СНПХ производства НИИ «Нефтепромхим» [2].

### **3.1.2 Воздействие на растворы магнитными силовыми полями**

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, приходящееся на единицу поверхности, снижается адгезионная прочность солей с поверхностью металлического оборудования. В ультразвуковом диапазоне частот акустическое поле, создаваемое излучателями, предотвращает отложение солей, либо значительно уменьшает интенсивность этого процесса. Акустические излучатели находятся в стадии разработки и опытно-промышленных испытаний, и область их использования еще не выяснена [3].

### **3.1.3 Защитные покрытия поверхности труб**

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности глубиннонасосного оборудования в условиях солеотложения может быть применение различных покрытий поверхности оборудования, соприкасающегося с жидкостью, например, покрытие внутренней поверхности НКТ стеклом, эмалями и лаками, покрытие пентапластом или изготовление из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом,



лентапластом с графитом и алюминием рабочих поверхностей центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН. В условиях интенсивного отложения солей одновременно с покрытиями целесообразно применять химические реагенты [2].

### **3.1.4 Конструктивные изменения оборудования**

Важным технологическим методом предотвращения отложения солей является проведение изоляционных работ. При выявлении негерметичности цементного кольца или неисправности обсадной колонны и попадания верхних сульфатных вод в продукцию скважины происходит интенсивное выпадение солей. Устранить их в данном случае можно только путем ликвидации притока несовместимых верхних вод. Для этого проводится капитальный ремонт скважин по восстановлению герметичности цементного кольца и обсадной колонны. Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей. Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального забойного давления, поскольку величина равновесной концентрации сульфата кальция зависит от давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение забойных давлений приводит к снижению дебитов скважин. Чтобы не допустить снижения добычи нефти, необходимо предусматривать повышение давления на линии нагнетания и внедрять очаговое заводнение. В ряде случаев конструктивные изменения в компоновке глубиннонасосного оборудования позволяют замедлить отложение солей, например, спуск хвостовиков до интервала перфорации. Считается, что повышение скорости потока способствует выносу воды с забоя скважины, что препятствует отложению гипса в эксплуатационной колонне [3].

## 3.2 Методы борьбы с солеотложениями

Нефтепромысловая практика показывает, что даже при должной организации работ по предупреждению солеотложений в скважинах и оборудовании не исключается необходимость в периодическом проведении работ по удалению образовавшихся осадков неорганических солей. В зависимости от характера солевых отложений, места и их состава применяются их различные способы удаления осадков, которые подразделяются на химические и механические (рис.4) . Если при механическом способе удаления солевых осадков проводится разбуривание в эксплуатационных колоннах скважин солевых пробок и использования различного рода скребков, то химические способы удаления осадков имеют более широкий диапазон применения [4].

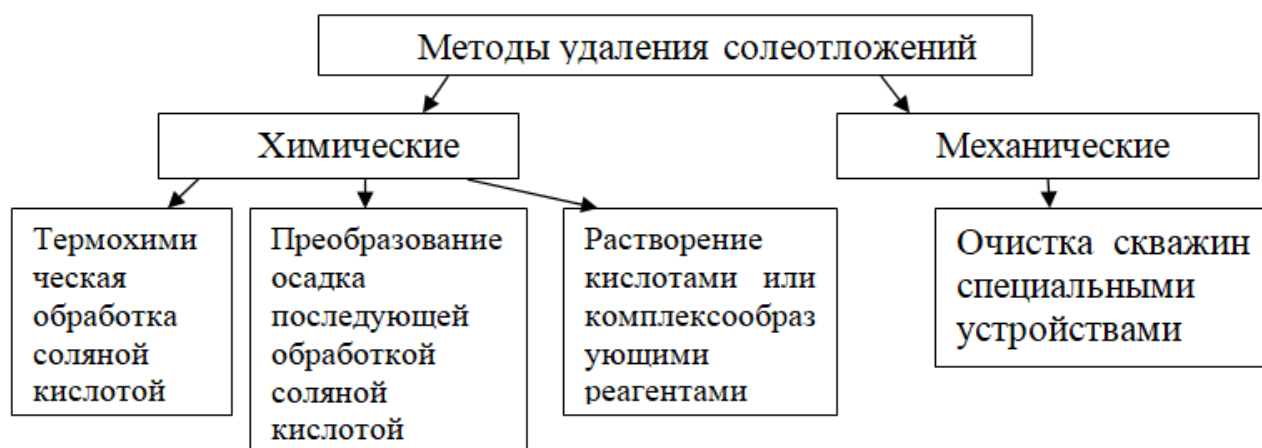


Рисунок 4 – Методы удаления отложений солей

### 3.2.1 Механические методы

Механические методы удаления отложений - проведение очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием - обеспечивают положительный эффект в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями гипса, то необходимо производить повторную перфорацию

колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений [4].

### 3.2.2 Химические методы

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Из распространенных типов отложений солей при добыче нефти наиболее сложным является удаление сульфатных солей. В особенности сульфатно-бариевых (баритов –  $BaSO_4$ ). А для удаления карбонатных солей, как, например, кальцита, успешно применяются простые солянокислотные обработки.

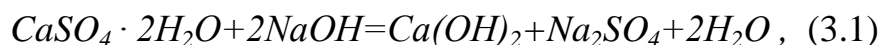
Для удаления наиболее плотных, мелкокристаллических осадков сульфатных солей используются хелатные соединения, основанные на их разрушении с образованием устойчивых компонентов с солеобразующими ионами в растворе. Из хелатных соединений широкое распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей.

Эффективным действием при удалении сульфатных отложений обладают карбоксил- и гидроксисодержащие комплексы.

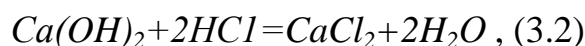
При очистке от минеральных солей в гидротермальных условиях системах успешно используются современные пеногасители – растворители – оксилонны. Для удаления менее плотных сульфатно-кальцевых и карбонатных осадков в нефтепромысловой практике используются растворители конверсионного типа: растворы гидроокисей натрия и калия, водные растворы углекислого натрия, водные растворы соляной кислоты с добавлением хлористого натрия или хлористого аммония. С целью повышения эффективности удаления углеводородно-солевых отложений совместно с щелочными и солянокислотными обработками используются стимуляторы растворения [3].

### 3.2.2.1 Щелочные и кислотные обработки

*Гидроокиси* –  $NaOH$  и  $KOH$  – эффективны при удалении сульфатно-кальцевых солей с концентрацией в растворе, соответственно, 20% и 30%. Однако, наиболее хорошим растворителем сульфата кальция является каустическая сода ( $NaOH$ ), при действии которой реакция протекает с образованием гидроокиси кальция –  $Ca(OH)_2$  и сульфата натрия  $Na_2SO_4$ :



Гидроокись кальция представляет рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние и выносящую потоком жидкости, а сульфат натрия хорошо растворим в воде. В случае задавки раствора каустической соды в призабойную зону, образующиеся в результате реакции хлопьевидные осадки гидроокиси кальция наряду с перфорированными отверстиями фильтра могут закупоривать и фильтрационные каналы пласта, снижая таким образом, его проницаемость и производительность скважин. В подобных случаях гидроокись кальция удаляется 10-15% водным раствором соляной кислоты:

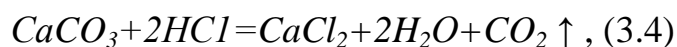


Образовавшийся при этом хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, раствор каустической соды закачивается в затрубное пространство.

В отличие от каустической соды растворы  $KOH$  (гидроокиси калия) образуют на поверхности солевого осадка продукты, способствующие замедлению реакции процесса растворения, что ограничивает их применение.

*Углекислый натрий* ( $Na_2CO_3$ ) действует на гипсовые осадки с превращением последних в карбонат кальция ( $CaCO_3$ ), который удаляется 10-15%-ным водным раствором соляной кислоты:



Краткость воздействия углекислого натрия зависит от структуры осадка. Наиболее эффективное действие – в начальный период гипсообразования,

когда он представляет рыхлые и пористые отложения. При воздействии на плотные осадки гипса образующейся на их поверхности корбаната кальция препятствует дальнейшему проникновению реагента, что требует многократной процедуры по его удалению солянокислотными обработками. В связи с этим, несмотря на низкую стоимость реагента, данный способ по удалению гипсовых отложений распространения не получил.

**Соляная кислота (HCl)** эффективно действует по удалению отложений гипса 15%-ным раствором с добавлением 3-4%-ного раствора хлористого аммония или 5-10%-ного хлористого натрия, что приводит к ускорению реакции. Наибольшая эффективность достигается при температуре 70°C-80°C.

При действии соляной кислотой на гипс образуется хорошо растворимый вод хлористый кальций:



При наличии в составе отложений карбонатных солей осадок удаляется 15%-ным раствором ингибированной соляной кислоты.

При повышенных температурах (свыше 60°C) и скоростях циркуляции реагента возрастает эффект растворимости гипса.

К недостаткам метода следует отнести частоту и многогранность обработки для поддержания эффекта (время между обработками 20-40 дней) и высокую степень коррозионности оборудования.

Для снижения коррозионной активности и ускорения растворимости гипсоуглеводородных отложений предложено в соляную кислоту вводить кубовый остаток производства 4,4-диметил-1,3-диоксана в качестве 0,1-0,25% ль веса смеси. В результате применения данного стимулятора скорость растворения отложений увеличивается в 3-4 раза, а эффективность защиты оборудования от коррозии обеспечивается на 96-98%.

**Стимуляторы** растворения гипсоуглеводородных отложений (СРГ) используются совместно с растворами щелочи или соляной кислоты для повышения эффективности удаления осадков, так как помимо минеральной части осадок содержит углеводородные соединения, которые препятствуют его

удалению с использованием химических реагентов. Стимуляторы способствуют снижению эффективной концентрации щелочи при воздействии на солевой осадок, так как его минеральная часть без углеводородных включений растворяется в щелочи.

### **3.2.2.2 Композиционные составы для удаления солевых осадков**

В зарубежной практике борьбы с отложениями гипса применяются хелатные соединения, действие которых основано на разрушении гипсовых осадков вследствие образования устойчивых комплексов с ионами, содержащимися в растворе. В практике наибольшее распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей. Реакция хелатных соединений с сульфатными осадками протекает медленнее, чем со щелочными, однако качество очистки лучше. Для увеличения скорости реакции в хелатные растворы добавляют карбонаты щелочных металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликонат натрия, бензол, толуол и т. д. На отечественных месторождениях в ограниченном количестве проводятся обработки скважин с использованием 10–20%-го раствора трилона Б (двунариевая соль ЭДТА). Однако из-за высокой стоимости реагента и получения результатов, сопоставимых с эффективностью щелочных обработок, хелатные соединения применяются только для удаления наиболее плотных, мелкозернистых осадков гипса и барита.

Хорошие результаты получены при ликвидации осадков гипса из ПЗП с помощью термогазохимического воздействия (ТГХВ). Сущность этого 30 метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают скважинный аккумулятор давления, содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины. Однако многократное проведение ТГХВ в одной скважине может

привести к нарушению целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Основным показателем эффективности удаления гипсоуглеводородных отложений из скважин является коэффициент восстановления дебита, определяемый отношением дебита после обработки к дебиту скважины до начала отложения гипса при том же режиме работы насосной установки. Как правило, это имеет место при солянокислотных обработках скважин и ТГХВ, которые позволяют одновременно увеличивать проницаемость призабойной зоны пласта. Продолжительность эффекта и дополнительная добыча нефти 31 от обработки лишь косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением таких обработок не устраняются условия образования осадков. Эти показатели существенно зависят от насыщенности пластовой воды сульфатами, от термодинамических условий в скважине и других изменяющихся факторов

О технологической эффективности химических обработок можно судить по увеличению коэффициента продуктивности скважины, если проведено удаление гипса из призабойной зоны скважины, или по увеличению коэффициента подачи ШГНУ, если проведено удаление гипсоуглеводородных отложений из приемной части насосного оборудования. В настоящее время для повышения эффективности удаления солей химические обработки скважин частично применяют в сочетании с ТГХВ или дополнительной перфорацией. Такие комплексные обработки скважин позволяют надежно ликвидировать отложения солей в глубиннонасосном оборудовании и призабойной зоне пласта, восстановить нормальную работу насосной установки и коэффициент продуктивности, что является предпосылкой успешного применения методов предотвращения образования отложений солей [3].

#### 4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТОЖЕНЕНИЯМИ СОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Расчет образования карбоната кальция и сульфата кальция в скважине производится по методике Скиллмена – Мак Дональда - Стиффа и с использованием уравнения У.Ланжелье на основании данных об ионном составе пластовых вод на конкретных месторождениях Западной Сибири.

На первом этапе расчета выпадения гипсообразующих ионов определяется химический состав раствора – концентрации ионов  $Cl^-$ ,  $Na^+$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $CO_3^{2-}$ ,  $SO_4^{2-}$ . Как известно, присутствие в растворе других ионов, даже не участвующих в данной химической реакции, существенно влияет на химическое равновесие. Это влияние зависит от параметра, который называется «ионная сила раствора»  $I$  и определяется как:

$$I = \frac{1}{2} \sum C_i \cdot Z_i^2, \quad (4.1)$$

где  $C_i$  – концентрация  $i$ -го иона в растворе, моль/л;

$Z_i$  – заряд  $i$ -го иона в элементарных зарядах.

По таблице данного приложения (см. Приложении А) найти константу растворимости  $CaSO_4$  при интересующей температуре  $K_{CaSO_4}$ .

Избыточная концентрация  $X$  гипсообразующих ионов определяется следующим образом:

$$X = |C_{Ca^{2+}} - C_{SO_4^{2-}}|, \quad (4.2)$$

где  $C_{Ca^{2+}}$  и  $C_{SO_4^{2-}}$  концентрации ионов  $Ca^{2+}$  и  $SO_4^{2-}$  в растворе, моль/л.

Равновесная при данных условиях концентрация определяется по формуле:

$$C_p = 1000 \cdot \left( \sqrt{X^2 + 4K_{CaSO_4}} - X \right), \quad (4.3)$$

где  $C_p$  – равновесная концентрация, мг-экв./л.;

$X$  – избыточная концентрация ионов, моль/л;

$K_{CaSO_4}$  – константа растворимости  $CaSO_4$ .



«Фактическая концентрация» сульфата кальция в растворе ( $C_{CaSO_4}$ ) равна концентрации того иона ( $Ca^{2+}$  или  $SO_4^{2-}$ ), который находится в растворе в меньшем количестве,  $C_{CaSO_4}$  должна быть выражена в мг-экв./л

Если ,  $C_{CaSO_4} > C_p$ , то данный раствор пересыщен сульфатом кальция и возможно образования осадка  $CaSO_4$ .

Для расчета образования **карбоната кальция** в скважине:

- По формуле (4.1) ионная сила раствора рассчитывается пренебрегая вкладом  $CO_3^{2-}$ ,  $SO_4^{2-}$ , и  $H^+$ ;

- Вычисление коэффициента активности  $Ca^{2+}$ ,  $HCO_3^-$  предложенной формулой Х. Дебаем и Е. Хюккелем, основываясь на модельных представлениях о гидратировании ионов в растворах электролитов, связывающей коэффициенты активности ионов с ионной силой

$$-lgf_i = \frac{A_D z_i^2 \sqrt{I}}{1 + B_D r_i \sqrt{I}}, \quad (4.4)$$

где  $A_D$  и  $B_D$  – константы, зависящие от температуры;

$r_i$  – эффективный ионный радиус  $i$ -го иона, Å

Значение  $A_D$  и  $B_D$  для различных температур приведены в Приложении Б;

$r_i$  ионов, присутствующих в водных фазах нефтяных и газовых месторождений – в Приложении В.

-Для количественного описания влияния ионной силы на химическое равновесие пользуются величиной активности

$$a_i = C_i \cdot f_i, \quad (4.5)$$

где  $a_i$  – активность  $i$ -го иона, моль/л;

$f_i$  – коэффициент активности  $i$ -го иона.

- Значения константы диссоциации угольной кислоты по второй ступени  $K_2$  и произведение растворимости карбоната кальция  $PP_{CaCO_3}$ , а также активность ионов должны отвечать температуре водной фазы. Температурные зависимости констант приведены в Приложении Г.

- Определение индекса насыщения воды карбонатом кальция  $SI_{CaCO_3}$  по эмпирическому уравнению У.Ланжелье

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s, (4.6)$$

где  $pH$  – фактическое значение водородного показателя раствора;

$pH_s$  – значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с твердым  $CaCO_3$  при данных концентрациях  $Ca^{2+}$ ,  $HCO_3^-$  и остальных веществ;

причем  $pH_s$  может быть найден по уравнению

$$pH_s = pK_2 - pPP_{CaCO_3} + pa_{Ca^{2+}} + pa_{HCO_3^-}, (4.7)$$

При  $SI_{CaCO_3} > 0$   $CaCO_3$  может выпасть осадок, при  $SI_{CaCO_3} <$  или  $= 0$  раствор не выделяет  $CaCO_3$  [1].

### 1. Казанское НГКМ (Томская область)

Таблица 1 - Химический состав водной фазы

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
$Cl^-$	20208	570	0,57
$Na^+$	12327	315	0,315
$Ca^{2+}$	1034	26	0,026
$Mg^{2+}$	35	1,4	0,0014
$HCO_3^-$	366	6	0.006
$CO_3^{2-}$	0,0	0,0	0,0
$SO_4^{2-}$	204	0,016	0,000016
pH (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			7,1
Температура			70°C

Возможность выпадения  $CaSO_4$

1. Ионная сила раствора (моль/л) (4.1)

$$I = \frac{1}{2} [ 0.57 + 0.006 + 0.315 + 4 \cdot (0.026 + .0014) + 1.6 \cdot 10^{-5} ] = 0.501$$

2. При ионной силе 0,501 моль/л и 70°C по таблице Приложения Г находим  $K_{CaSO_4} = 10,03 \cdot 10^{-4}$

3. Избыточная концентрация X гипсообразующих ионов (4.2)

$$X = |0,026 - 1.6 \cdot 10^{-5}| = 0,0259 \text{ (моль/л)}$$

4. Рассчитаем равновесную концентрацию при данных условиях, сульфата кальция по формуле (3.3)

$$C_p = 1000 \cdot \left( \sqrt{0,0259^2 + 4 \cdot 10,03 \cdot 10^{-4}} - 0,0259 \right) = 42,6 \text{ (мг-экв./л)}$$

5. Фактическая концентрация сульфата кальция в растворе  $C_{CaSO_4} = 0,016$  мг-экв./л.

7. Так как  $C_{CaSO_4} < C_p$ , то  $CaSO_4$  не будет выпадать в осадок.

Возможность выпадения  $CaCO_3$ :

1. По формуле (4.1) рассчитываем ионную силу раствора, пренебрегая концентрациями ионов  $CO_3^{2-}$ ,  $SO_4^{2-}$ , и  $H^+$

$$I = \frac{1}{2} [0,57 + 0,006 + 0,315 + 4 \cdot (0,026 + 0,0014)] = 0,5 \text{ (моль/л)}$$

2. Вычисляем коэффициент активности и активности ионов  $Ca^{2+}$ ,  $HCO_3^-$  [уравнение(4.4 и 4.5)], а также  $pa_{Ca^{2+}}$  и  $pa_{HCO_3^-}$

- Коэффициент активности по формуле (4.4)

Значение констант уравнения Дебая-Хюккеля (Приложение А)

Температура °С	$A_D$	$B_D$
70	0,5625	0,3394

Эффективные радиусы  $r_i$  гидратированных ионов (Приложение Б)

Ион	$r_i, \text{Å}$
$Ca^{2+}$	6
$HCO_3^-$	4

$$-lgf_{Ca^{2+}} = \frac{0,5625 \cdot 4\sqrt{0,5}}{1 + 0,3384 \cdot 6\sqrt{0,5}} = 0,6518 \quad f_{Ca^{2+}} = 10^{-0,6518} = 0,223$$

$$-lgf_{HCO_3^-} = \frac{0,5625 \cdot \sqrt{0,5}}{1 + 0,3394 \cdot 4\sqrt{0,5}} = 0,2028 \quad f_{HCO_3^-} = 10^{-0,2028} = 0,627$$

- Активность ионов (4.5)

$$a_{Ca^{2+}} = 0,026 \cdot 0,223 = 0,0058 \quad pa_{Ca^{2+}} = 2,237$$

$$a_{HCO_3^-} = 0,006 \cdot 0,627 = 0,0037 \quad pa_{HCO_3^-} = 2,427$$

3. Рассчитываем  $pK_2$  и  $pPP_{CaCO_3}$  при  $70^\circ C$  по формулам Приложения 3

$$lgK_2 = -10.33 + 2.7 \left( 1 - \frac{289.2}{70 + 273.2} \right) = 9.976$$

$$lgPP_{CaCO_3} = -8.482 + 2.6 \left( 1 - \frac{289.2}{70 + 273.2} \right) = 8.822$$

4. Находим  $pH_s$  по уравнению (3.7) и  $SI_{CaCO_3}$  по уравнению (4.6)

$$pH_s = 9,976 - 8,822 + 2,237 + 2,427 = 5,816$$

$$SI_{CaCO_3} = 7,1 - 5,816 = 1,283$$

Так индекс насыщения положителен, то возможно образование карбоната кальция.

## 2. Фаинское месторждение (ХМАО)

Таблица 2 – Физико-химический состав водной фазы

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl <sup>-</sup>	6600	186,18	0,186
Na <sup>+</sup>	7488,2	191,35	0,191
Ca <sup>2+</sup>	308,5	7,7	0,0077
Mg <sup>2+</sup>	62,2	2,56	0,0025
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	919,8	15,08	0,015
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	4,8	0,08	0,00008
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	5992,5	0,47	0,00047
pH (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			6,8
Температура			50°C

CaSO <sub>4</sub>		CaCO <sub>3</sub>	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	0,217	I(моль/л)	0,374
K <sub>CaSO<sub>4</sub></sub>	5.6 · 10 <sup>-4</sup>	$f_{Ca^{2+}/HCO_3^-}$	0,2569/0,6595
		$a_{Ca^{2+}/HCO_3^-}$	0,002/0,0099
X (моль/л)	0,0072	pK <sub>2</sub>	10.33
		pPP <sub>CaCO<sub>3</sub></sub>	8,683
C <sub>p</sub> (мг-экв./л)	40.65	pH <sub>s</sub>	5.728
C <sub>CaSO<sub>4</sub></sub> (мг-экв./л)	0,47	SI <sub>CaCO<sub>3</sub></sub>	1.07
C <sub>CaSO<sub>4</sub></sub> < C <sub>p</sub>	×	SI <sub>CaCO<sub>3</sub></sub> «+»	↓

### 3. Южно-Сургутское (ХМАО)

Таблица 3 – Содержание ионов в пластовой воде

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl <sup>-</sup>	145345	4100	4,1
Na <sup>+</sup>	38136,3	211,52	1,658
Ca <sup>2+</sup>	46092	1150,28	1,15
Mg <sup>2+</sup>	2067,2	85,052	0,085
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1586	26	0,026
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0,0	0,0	0,0
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	378	0,029	2,9 · 10 <sup>-5</sup>
рН (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			6,8
Температура			30°С

CaSO <sub>4</sub>		CaCO <sub>3</sub>	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	0,302	I(моль/л)	0,302
K <sub>CaSO<sub>4</sub></sub>	7,06 · 10 <sup>-4</sup>	$f_{Ca^{2+}/HCO_3^-}$	0,139/0,5
		$a_{Ca^{2+}/HCO_3^-}$	0,0045/0,0029
X (моль/л)	0,0323	pK <sub>2</sub>	10,28
		pPP <sub>CaCO<sub>3</sub></sub>	8,43
C <sub>p</sub> (мг-экв./л)	29,86	pH <sub>s</sub>	6,72
C <sub>CaSO<sub>4</sub></sub> (мг-экв./л)	0,44	SI <sub>CaCO<sub>3</sub></sub>	0,08
C <sub>CaSO<sub>4</sub></sub> < C <sub>p</sub>	×	SI <sub>CaCO<sub>3</sub></sub> «+»	↓

### 4. Верх-Тарское (Новосибирская область)

Таблица 4 – Содержание ионов в пластовой воде

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl <sup>-</sup>	28858	814	0.814
Na <sup>+</sup>	16167	703.21	0.703
Ca <sup>2+</sup>	1525	38.06	0.038
Mg <sup>2+</sup>	584	24.03	0.024
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	769	12.6	0.0126
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	78	3.4	0.0034
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	29	0.00227	2.27 · 10 <sup>-6</sup>

Г	8.5	0.067	$6.7 \cdot 10^{-5}$
$\text{Br}^-$	106.8	1.34	0.0013
рН (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			6,3
Температура			20°C

$\text{CaSO}_4$		$\text{CaCO}_3$	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	5,37	I(моль/л)	5,37
$K_{\text{CaSO}_4}$	$21,5 \cdot 10^{-4}$	$f_{\text{Ca}^{2+}/\text{HCO}_3^-}$	0,8559/0,2946
		$a_{\text{Ca}^{2+}/\text{HCO}_3^-}$	0,0081/0,0077
X (моль/л)	1,15	$\text{pK}_2$	10.38
		$\text{pPP}_{\text{CaCO}_3}$	8,437
$C_p$ (мг-экв./л)	3,73	$\text{pH}_s$	6,14
$C_{\text{CaSO}_4}$ (мг-экв./л)	0,0296	$\text{SI}_{\text{CaCO}_3}$	0,56
$C_{\text{CaSO}_4} < C_p$	×	$\text{SI}_{\text{CaCO}_3} \llcorner + \llcorner$	↓

Расчетные данные показали, что в пластовые воды месторождений Западной Сибири склонны к образованию кальцита

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения, позволяет повысить солевую стабильность водных систем месторождения Западной Сибири и предотвратить выпадение кальцита.

Рассмотрены три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), СНПХ 5311-Т (АО «НИИнефтепромхи» г. Казань). Основываясь на результатах исследования проведенных работ из статьи «Опыт и перспективы ингибирования на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 5.

Эффективность ингибирования солеотложения одними и теми же реагентами может существенно различаться. В этой связи, для повышения

эффективности ингибирования необходим подбор марки и дозировок ингибитора для каждого осложненного солеотложением месторождения.

В условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре  $>$  минус  $50^{\circ}\text{C}$ ), так и высокую термостабильность. Температура в призабойной зоне пласта и на приеме УЭЦН на ряде месторождений может достигать  $110 - 130^{\circ}\text{C}$ . Ингибиторы солеотложения должны хорошо перекачиваться в условиях низких температур, не оказывать отрицательного воздействия на процесс деэмульсации водонефтяной продукции и обладать низкой коррозионной активностью. Учет всех этих параметров позволяет для большинства осложненных месторождений нефти подобрать соответствующие ингибиторы солеотложения.

Таблица 5 – Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция

Наименование Ингибитора	Дозировка ингибитора мг/л	Эффективность ингибитора солеотложения, % на модели пластовой воды месторождения		
		Фаинское	Южно-Сургутское	Верх-Тарское
СНПХ 5311-Т	10	90	80	84
	20	93	91	84
	30	97	94	92
Ипроден С-1	10	85	87	74
	20	91	30	85
	30	97	91	86
Акватек 511М	10	78	75	78
	20	84	82	85
	30	94	90	96

Таблица 6 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложений

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии г/м <sup>2</sup> час
СНПХ 5311-Т	100	6	0,04
Ипроден С-1	100	6	0,03
Акватек 511М	100	6	0,15

Все испытанные ингибиторы отличаются низкой коррозионной агрессивностью.

Для удаления отложений кальцита из НКТ из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, 12-18% раствором соляной кислоты с добавлением ингибиторов коррозии, при соотношении 1:0,005-1:0,01.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) для удаления кислотного состава.

Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки [3].

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий



поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический метод с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения [4].

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении капитального ремонта скважин КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **5.1 Сущность и организация проведения мероприятия**

Внедрение технологии борьбы с отложениями солей путем закачки в пласт СНПХ 5312С. Сущность метода основана на том, что способом защиты от солеотложений является периодическая закачка раствора ингибитора в ПЗП.

Экономический эффект обусловлен увеличением дополнительной добычей нефти вследствие снижения интенсивности солеобразования. Для расчета используются фактические данные по месторождению X.

Результатом внедрения технологии по обработке скважин ингибитором СНПХ5312С, является предполагаемая дополнительная добыча нефти.

Определим предполагаемую дополнительную добычу от внедрения мероприятия:

Дополнительная добыча от увеличения дебита:

$$\Delta A = (A_2 - A_1) \cdot 365 \cdot k_э, (5.1)$$

где  $A_1$ ,  $A_2$  – среднесуточный дебит по одной скважине по нефти, до и после внедрения новой техники т/сут;

$k_э$  – коэффициент эксплуатации скважин.

$$\Delta A = (27,2 - 20) \cdot 365 \cdot 0,97 = 2549,16 \text{ т/сут.}$$

### **5.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия**

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрения мероприятия.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда.

Нормативное время выполнения работ связанных с проведением мероприятия представлено в табл. (7), выбраны согласно ЕНиР.

Таблица 7 – Нормативное время выполнения работ

Вид работ	Время, час
Расстановка оборудования	1
Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2
Опрессовка, час	1,3
Закачка технических жидкостей	3,5
Заключительные работы	1
Всего	8

Рассчитаем затраты на осуществление мероприятия:

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ:

$$Z_{\text{осн}} = \sum C \cdot T_p \cdot n, \quad (4.2)$$

где  $C$  – тарифная ставка, руб;

$T_p$  – время работы, час;

$T$  – количество рабочих;

$$Z_{\text{осн}} = 42,7 \cdot 8 \cdot 1 + 36,18 \cdot 8 \cdot 1 = 631,04$$

Премия составляет 30% от основной зарплаты:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{осн}} \cdot 0,3 = 631,04 \cdot 0,3 = 189,312 \text{ руб.}, \quad (5.3)$$

Районный коэффициент составляет 50% от основной зарплаты и премии:

$$Z_T = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}}) \cdot 0,5 = (631,04 + 189,312) \cdot 0,5 = 410,176 \text{ руб.}$$

Зарплата бригады составит:

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}} + Z_T = 631,04 + 189,312 + 410,176 = 1230,53 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 30% от общего фонда зарплаты:

$$Z_{\text{соц}} = Z_{\text{бр}} \cdot 0,3 = 1230,53 \cdot 0,3 = 369,16 \text{ руб.}$$

Таблица 8 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м <sup>3</sup>	47,2
Пресная вода	10 м <sup>3</sup>	14
СНПХ 5312С	0,537 т	35530

СНиП IV-2-82 Сборник 49.

Затраты на материалы определяются умножением количества материалов по видам на стоимость за единицу:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{в.пл}} \cdot C_{\text{в.пл}} + V_{\text{в.пр}} \cdot C_{\text{в.пр}} + V_{\text{СНПХ}} \cdot C_{\text{СНПХ}},$$

где  $V_i$  – количества материала, пластовой воды, пресной воды, СНПХ 5312С соответственно;

$C_i$  – стоимость единицы материала, пластовой воды, СНПХ 5312С соответственно;

$$Z_{\text{мат}} = 30 \cdot 47,22 + 10 \cdot 14 + 0,537 \cdot 35530 = 20636,21 \text{ руб.}$$

Таблица 9 – Вид и время работы арендованного транспорта

Вид транспорта	Время работы, час	Стоимость аренды, руб/ч
Агрегат ЦА-320	8	1400
Автоцистерны ЦР-10, ЦР-4	16	450

Транспортные расходы определяются исходя из времени работы данного вида транспорта и расценок за час работ:

$$Z_{\text{т}} = \sum_i^n t_i \cdot C_i = t_{\text{ца}} \cdot C_{\text{ца}} + t_{\text{пр10}} \cdot C_{\text{пр10}} + t_{\text{пр4}} \cdot C_{\text{пр4}}, \quad (5.4)$$

где  $t_i$  – время работы оборудования, агрегат ЦА, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4

$C_i$  – стоимость одного часа работы оборудования, агрегата ЦА-320, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4

$$Z_{\text{т}} = 8 \cdot 1400 + 16 \cdot 450 = 18400 \text{ руб.}$$

Сумма прямых затрат складывается из общей зарплаты, отчислений на социальные нужды, затрат на материалы, транспорт:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{бр}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}}, \quad (5.5)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1230,53 + 369,16 + 20636,1 + 18400 = 40635,79 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы составляют 23,72% от прямых затрат:

$$Z_{\text{ц}} = 40635,79 \cdot 0,237 = 9630,69 \text{ руб.}$$

Общехозяйственные расходы 9% от суммы  $Z_{\text{пр}}$  и  $Z_{\text{ц}}$ :

$$(Z_{\text{пр}} + Z_{\text{ц}}) \cdot 0,09 = (40635,79 + 9630,69) \cdot 0,09 = 4523,98 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Смета затрат на проведение мероприятия

Статья затрат	Сумма, руб.
1. Зарплата бригады:	2271,74
6 разряд – 1 человек, 5 разряд – человек, час.	631,04
Премия, %	189,312
Районный коэффициент, %	410,176
2. Отчисления на социальные нужды, %	369,16
3. Транспорт:	18400
Цементировочный агрегат ЦА-320, час.	11200
Автоцистерна ЦР-10, час.	7200
4. Материалы:	20636,21
Пластовая вода, м <sup>3</sup>	1416,6
Пресная вода, м <sup>3</sup>	140
СНПХ 5312С, т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9630,69
6. Общехозяйственные расходы	4523,98
Итого затрат	40635,79

### 5.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

Проведение внедрения технологии борьбы с солеотложением путем закачки в пласт ингибитора СНПХ 5312С связано с определенными затратами, поэтому влияет на себестоимость добычи нефти. Рассчитаем изменение затрат на добычу нефти.

Изменение затрат на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_{\text{э}} = \Delta A \cdot C_{\text{э,у}}, \quad (5.6)$$

где  $\Delta A$  – дополнительная добыча нефти;

$C_{\text{э,у}}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти;

$$\Delta Z_{\text{э}} = 2,549 \cdot 105,3 = 268,41 \text{ тыс. руб}$$

Изменение затрат на поддержании пластового давления составит:

$$\Delta Z_{\text{пнд}} = \Delta A \cdot C_{\text{пнд}}, \quad (5.7)$$

где  $C_{\text{ппд}}$  – удельные затраты на плату поддержания пластового давления, на добычу 1 т нефти,

$$\Delta Z_{\text{ппд}} = 2,549 \cdot 134,71 = 343,37 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{\text{сб}} = \Delta A \cdot C_{\text{сб}}, \quad (5.8)$$

где  $C_{\text{сб}}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти,

$$\Delta Z_{\text{сб}} = 2,549 \cdot 83,98 = 202,97 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{\text{т.п}} = \Delta A \cdot C_{\text{т.п}}, \quad (5.9)$$

где  $C_{\text{т.п}}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти

$$\Delta Z_{\text{т.п}} = 2,549 \cdot 58,55 = 141,51 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования изменяются на сумму затраченную, на проведение мероприятия:

$$\Delta Z_{\text{с.э}} = Z_{\text{мер}} \cdot n, \quad (5.10)$$

$$\Delta Z_{\text{с.э}} = 42,11 \cdot 10 = 126,33 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на НДС:

$$\Delta Z_{\text{н}} = \Delta A \cdot C_{\text{ндпи}}, \quad (5.11)$$

$$\Delta Z_{\text{н}} = 2,549 \cdot 8,96 = 21,64 \text{ тыс. руб.}$$

Итого изменение затрат:

$$\Delta Z = 254,51 + 343,37 + 202,94 + 141,51 + 126,33 + 21,61 = 1072,56 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет себестоимости добычи нефти приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведение обработки

<b>Затраты</b>	<b>До внедрения мероприятия, тыс.руб.</b>	<b>После внедрения мероприятия, тыс.руб.</b>	<b>Изменение затрат, тыс.руб.</b>
Расходы на энергию по извлечению нефти	117827	118081,51	+254,51
Расходы по искусственному воздействию на пласт	149616	149959,37	+343,37
Основная зарплата производственных рабочих	119112	119112	-
Отчисления на социальные нужды	6776	6776	-
Амортизация скважин	47856	47856	-
Расходы по сбору и транспортировке нефти	93974	94176,97	+202,97
Расходы по технологической подготовке нефти	65517	65658,51	+141,51
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	336009	336135,33	+126,33
Цеховые расходы	40463	40463	-
Общепроизводственные расходы	122672	122672	-
Прочие производственные расходы	10023	10044,65	+21,65
Итого затрат, тыс.руб.	1009845	1010917,56	+1072,56
Добыча нефти, тыс.т	1109,15	1111,699	+2,549
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб/т	910,46	909,34	-1,12

### 5.3 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект от внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (5.12)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – экономический эффект от мероприятия за расчетный период, тыс.руб;

$P_T$  – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия за расчетный период, тыс.руб;

$Z_T$  – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

Стоимостная оценка результатов проведения мероприятия представляет собой оценку произведенной продукции (дополнительно добытой нефти) в оптовых ценах:

$$P = \Delta A \cdot C, \quad (5.13)$$

где  $C$  – оптовая цена 1 тонны нефти,  $C = 27619$  руб.

$$P = 2,549 \cdot 27619 = 6775,5 \text{ тыс.руб}$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$Z_T = \Delta Z, \quad (5.14)$$

$$Z_T = 1072,56 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект по формуле составит:

$$\mathcal{E} = 6775,5 - 1072,56 = 5702,94 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль за счет внедрения мероприятия остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\Delta П = \mathcal{E} - \Delta Н, \quad (5.15)$$

где  $\Delta П$  – прирост валовой прибыли;

$\Delta Н$  – сумма отчислений от прироста прибыли, составляет 20%.

$$\Delta П = 5702,94 - (5702,94 \cdot 0,2) = 4484,36 \text{ тыс.руб.}$$

Изменение производительности труда в результате внедрения мероприятия:



$$P_y = \left( \frac{A_2}{P_2} : \frac{A_1}{P_1} \right) \cdot 100 - 100, (4.16)$$

$$P_y = \left( \frac{1111,7}{6775,5} : \frac{1109,12}{6775,5} \right) \cdot 100 - 100 = 0,36\%$$

Снижение себестоимости продукции за счет проведения мероприятия:

$$C_c = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100, (4.17)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после мероприятия, руб.

$$C_c = \frac{910,46 - 909,9}{910,46} \cdot 100 = 0,06\%$$

Таким образом, применение технологии обработки ингибитором СНПХ 5312С десяти добывающих скважин, показала высокую технологическую эффективность с дополнительной добычей нефти 1111,7 т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на нескольких скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2549,14 т и предполагаемую прибыль 4484,36 тыс.руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрения мероприятия составляет 1,12 рублей за тонну, увеличение производительности труда на 0,36 т/чел.

Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ 5312С приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Экономические показатели до и после внедрения технологии

<b>Показатели</b>	<b>До внедрения мероприятия</b>	<b>После внедрения мероприятия</b>	<b>Отклонение абсолютное</b>
Объем добычи нефти, тыс.т	1109,12	1111,67	+2,549
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	20	27,2	+7,2
Себестоимость 1 т нефти, руб	910,46	909,34	-1,12
Стоимостная оценка результатов, тыс.руб.	-	6775,5	6775,5
Стоимостная оценка затрат, тыс.руб.	-	1072,56	1072,56
Экономический эффект, тыс.руб.	-	5702,94	5702,94
Прирост прибыли остающейся в распоряжении предприятия, тыс.руб.	-	4484,36	4484,36
Производительность труда, т/чел.	389,03	389,839	+0,36

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

Разработка раздела учитывала действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

**Социальная безопасность** – это состояние и характеристика меры достижения оптимального уровня безопасности (в каждый текущий момент и на будущее) функционирования, воспроизводства и развития социальной системы, которое обеспечивается совокупностью, осуществляемых государством и обществом, политических и правовых, экономических, идеологических, организационных и социально-психологических мер, позволяющих сохранять существующие в обществе конституционных строй, социальную стабильность, не допуская их ослабления и тем более подрыва [7].

Безопасность подразумевает:

- отсутствие опасностей и/или угроз для существования или функционирования социальной системы;
- устойчивость к опасностям с достаточным запасом прочности;
- силу, умение и средства для уклонения, устранения или преодоления опасности.

Социальная безопасность должна быть ориентирована на обеспечение соответствующих целей и направленности развития общества, способов удовлетворения потребностей личности и защиты ее интересов на основе принципов гуманизма и гармонии во взаимоотношениях всех элементов социальной структуры, предотвращения деструктивных явлений и процессов.

## 6.1 Производственная безопасность

Недропользователь обязан обеспечить надлежащее техническое оборудование и создавать условия работы, соответствующие правилам охраны труда.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [7]

Таблица 13 – Перечень опасных и вредных факторов

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: Контроль и обеспечение беспробойной работы оборудования	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Выброс токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	1. Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-3359-16 [9]; 2. Шум на рабочих местах устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [10] 3. Производственная вибрация устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566 [8] 4. Электробезопасность устанавливается ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [10]

## **6.2 Анализ вредных факторов**

В нефтяной промышленности имеется ряд специфических особенностей связанных с охраной труда. Это пожароопасность, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через зазоры, это вызывает необходимость специальных мер безопасности с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключающая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Кроме того, повышенные требования предъявляются к очистке сточных и отработанных вод, утилизации использованных средств и материалов для предотвращения загрязнения акватории. По этой же причине повышены требования и к противовыбросовому оборудованию. Нефтяное оборудование подвержено внешним воздействиям, что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций.

Технологическому процессу присуще высокое давление, повышенные температуры. В нем используются агрессивные жидкости, применяется тяжелое и громоздкое оборудование [9].

### **6.2.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Необходимость регулярно проводить работы в ночное время требует повышенного внимания к освещенности территории.

Для снижения негативного влияния, оказываемого данным фактором, необходимо оборудование площадок осветительными приборами, выдача сотрудникам личных осветительных устройств, регулярный контроль за качеством освещения площадок. Освещенность рабочих мест регламентируется законодателем и приведена в таблице (14).

Таблица 14 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание – При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду

СНиП 23-05-95

### 6.2.2 Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм [8].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 15 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 15 – Допустимый уровень колебательных скоростей

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся:

- усовершенствование техники и оборудования;
- поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие;
- динамическое гашение вибрации;
- Вибродемпфирование (процесс уменьшения уровня вибраций защищаемого объекта путём превращения энергии механических колебаний данной колебательной системы в тепловую энергию).

Что касается индивидуальной защиты, то работнику предоставляется рабочая обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки и соблюдение режима труда и отдыха [8].

### **6.2.3 Выброс токсичных и вредных веществ в атмосферу**

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества, которые встречаются при работе на производстве.

Вредные вещества делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсibiliзирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);
- мутагенные (изменение ДНК человека).

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей. Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Объемно-планировочные средства предусматривают расположения буровой площадки и жилых вагонов-домов с наветренной стороны по отношению к складу пылящих материалов, системе приготовления растворов, выхлопами ДВС [4].

Следующей таблице приведен список и свойства вредных веществ, выделяющихся и использующихся на производстве.

Таблица 16 – Токсичные вещества

Загрязняющее вещество	ПДК в раб. зоне, мг/м <sup>3</sup>		Содержание в атмосфере, мг/м <sup>3</sup>
	Максимальное	среднее	
Сернистый	10	0,05	0,5-1 До 2 До 5
Ангидрит	10	3	
Сероводород	3	2	
Диоксид углерода	25	6	

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. [10] Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

### 6.3 Анализ опасных факторов

#### 6.3.1 Электрический ток

Электрический ток является одним из самых опасных факторов, оказывающим негативное влияние на человека.

Имеет несколько различных источников - оголенные провода, короткие замыкания, отсутствие необходимой изоляции. Для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции.



Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких [9].

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы 54 (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства [9].

### **6.3.2 Механические травмы**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **6.4 Экологическая безопасность**

Охране недр и окружающей среды, рациональном использовании ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности, от правильных решений которых во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

Экосистемы в пределах X месторождения выполняют водорегулирующую, водоохранную, ландшафтно-стабилизирующую и биостанционную функцию. Большая часть экосистем территории месторождения относится к зоне с повышенными экологическими требованиями к размещению и эксплуатации объектов нефтепромысла.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества.

При совместном присутствии суммацией действия обладают следующие вредные вещества: “бензол и ацетофенон”, “свинец и его неорганические соединения, ангидрид сернистый”, “азота диоксид и ангидрит сернистый”, “фтористый водород и ангидрит сернистый”.

Вредные вещества будут выбрасываться в атмосферу через организованные источники (дымовые трубы котельных, нагревателей, дежурные горелки факелов, воздухопроводы, дефлекторы оборудования, расположенного в блоках: насосных станций, узлов учета нефти, компрессорной станции низких ступеней сепарации, производственных помещений опорных баз промысла, замерных установок на кустах скважин, установок по вводу ингибиторов коррозии, парафинообразования) и неорганизованные источники, которыми будут запорно-регулирующая аппаратура оборудования, расположенного на открытых технологических площадках ДНС, КНС, ЦПС, кустах скважин, газопровода [7].

#### **6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы**

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

#### **6.4.2 Мероприятия по охране поверхностных вод**

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солейотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

### **6.4.3 Мероприятия по охране литосферы**

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объёма разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию локального значения.

При разработке на последующей стадии подготовки проектных документов, в частности проекта Обустройства месторождения X (в соответствии с настоящим проектным документом) выполняется технологами расчет риска аварийного разлива нефти с учётом требований «Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

В целях снижения негативного воздействия на водную среду необходимо:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;

- строительство кустовых площадок с гидроизоляцией обваловки и тела кустовых площадок; обваловки, дна и стенок шламовых амбаров глинистым грунтом;

- безамбарный способ бурения эксплуатационных скважин с расширения существующей кустовой площадки.

- утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;

- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов; - устройство водопропускных труб для перепуска поверхностных вод при строительстве автодорог на суходолах;

На стадии эксплуатации объектов нефтегазодобычи воздействие на почвенный покров происходит, в первую очередь, в результате геохимического загрязнения (в случае возможных аварий в период эксплуатации).

К химическим воздействиям на почвы относятся загрязнения разливами нефти и нефтепродуктов, буровыми растворами и сточными водами.

С целью сохранения почвенно-растительного покрова реализованы следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;

- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;

- обдордюривание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;

- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель [9].

#### **6.4.3 Требования и способы природоохранных мероприятий в условиях солеобразования**

Процессы солевых отложений, в том числе и мероприятия по их удалению и предотвращению, главным образом с использованием химических реагентов и ингибиторов, в той или иной мере могут относиться ко всем видам воздействия – как временным, так и пространственным, что в свою очередь требует экологического сопровождения.

В процессе разработки и эксплуатации нефтяного месторождения в условиях солеобразования носителям химического загрязнения являются, пластовые, промысловые (подтоварные), сточные и технологические воды в результате воздействия на скважину и продуктивный пласт. Применяемый реагент не должен проявлять вредного экологического воздействия, в связи с чем сформулированы требования защиты окружающей среды от загрязнения ингибитором солеотложения (РД 39-23-702-82 и РД-39-23-715-82), которые сводятся к нижеследующему.

Применяемые ингибиторы не должны оказывать отрицательного воздействия на окружающую среду. При миграции пластовых вод реагент не должен перемещаться на большие расстояния и загрязнять источники водоснабжения. Необходимо проводить систематический контроль за качеством вод подземных горизонтов и поверхностных водоемов, особенно являющихся источниками водоснабжения.

На нефтепромысловых объектах должна быть обеспечена замкнутая система сбора, подготовки и закачки в пласт отделяемых от нефти вод, сточных вод и стоков с производственных площадок, нефтепромыслов, то есть подтоварные воды, содержащие ингибитор, должны снова закачиваться в пласт.

Категорически запрещается сброс подтоварных вод, содержащих ингибитор, в водоемы без предварительной очистки.

В случае пролива ингибитора в грунт, последний необходимо обрабатывать, например по рекомендации РД 39-23-72-82 более чем 100-кратной промывкой пресной водой.

Растворы, оставшиеся после закачки ингибиторов в скважину, и излишки, полученные во время приготовления растворов ингибиторов для подачи в нефтепромысловые объекты, должны использоваться в системе заводнения нефтяных пластов.

В качестве первичных средств по очистке сточных промышленных вод. Наибольшее применение нашли методы фильтрования через различные среды, флотация, коалесценция, отстаивание, диспергирование, озонирование, центробежное разделение, удаление примесей поглотителями и др.

При закачке технологических жидкостей в пласт должна производиться соответствующая подготовка и «гаситься» те свойства, которые могли бы вызвать нежелательные химические процессы.

Подготовка и очистка промышленных вод при добыче нефти осуществляется с использованием различных установок, из которых наибольшее распространение получили такие, как установка предварительного сброса воды; комплексная установка по очистке сточных промышленных вод; очистка сточных вод в составе комплексной установки по подготовке нефти, воды и газа; установка по очистке воды в составе системы восстановления приемистости нагнетательных скважин.

Контроль за соблюдением правил осуществляют органы санитарного и горнотехнического надзора.

Многие ингибиторы относятся к пожароопасным веществам, поэтому необходимо предусматривать средства пожаротушения, которым могут служить химическая пена, получаемая из пеногенератора порошка ПГПС (омыленного); тонкораспыленная пена и высократная пена на основе



пенообразователя ПО-1; воздушно-механическая пена на основе пенообразователя ОП-11; газовый огнегасительный состав [3].

## **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Главное в любой чрезвычайной ситуации – в первую очередь предпринять меры для обеспечения безопасности работников: удаление из зоны ЧС, оказание первой помощи. Также необходимо сразу сообщить в центр управления, попытаться предотвратить повреждения окружающей среде, в случае отсутствия угрозы здоровью.

### **6.5.1 Пожаро-, взрывоопасность**

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/м}^3$ .

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т.п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [].

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта [9].

## **6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Компания должна руководствоваться нормам и законами государства. 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. 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 [10].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе изучены теоретические основы существующих методов борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на территории Западной Сибири. Проведен технико-экономический анализ внедрения метода борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на данных месторождениях .

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что проблема солевых отложений при добыче нефти, как следствие водного фактора, в перспективе будет оставаться. Пока добывается нефть, ей всегда будет сопутствовать вода, а там где вода, всегда существует угроза выпадения солей. Необходимо учитывать и тот факт, что процесс образования солей связан с заводнением залежей, являющимися основой разработки нефтяных месторождений. По мере истощения ресурсов нефти на действующих месторождениях и перехода их в позднюю стадию разработки с всевозрастающим фондом добывающих скважин с высокой степенью их обводнения, проблема усугубляется. Кроме того, все более и более открываются месторождения с ухудшенной структурой запасов трудно извлекаемой нефти, требующие уже на начальной стадиях их разработки применение технологий повышения нефтеотдачи пластов, в том числе и на основе химического воздействия, что стимулирует процессы солеобразования. Поиск более новых, оптимальных путей предотвращения данного явления, как осложняющего добычу нефти фактора, должен являться частью рациональной разработки и эксплуатации месторождений.

Приоритетным направлением борьбы с отложением солей при нефтедобыче в настоящее время является его предотвращение на основе ингибиторной защиты скважин и оборудования. Однако, как бы хорош метод не был, нет универсальных подходов на все случаи жизни, и главным приоритетом остается экономическая целесообразность и экологическая безопасность. Наряду с совершенствованием химических ингибиторного метода

предотвращения солеобразований для нефтепромысловых нужд должны развиваться и использоваться более экологически безопасные и экономически оправданные технологии на основе физических (электроволновых, магнитных, акустических процессов) и других технологических решений.

Таким образом, проблема солевых отложений при добыче нефти остается и требует дальнейшего своего изучения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Е. CO<sub>2</sub> – нефтепромыслового оборудования – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188с.
2. Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.В. Предупреждение солеобразования при добыче нефти – М: Недра, 1958-213с.
3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти – М: Орбита – М, 2004 – 432с.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.
5. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – л. Гидрометеоздат. 1986. 256 с.
6. Семеновых А.Н., Маркелов Д.В. (ОАО «Юганскнефтегаз»), Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов (ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа») Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» Нефтяное хозяйство 2005 №8 94-97с.
7. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
8. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
9. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672с.
10. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988.
11. Багаутдинов А.К. и др., Анализ разработки месторождения х с уточнением технологических показателей до 2010 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Тюмень, 1982 - 213 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

### Константа равновесия сульфата кальция

Ионная сила	Константа растворимости ( $K_{CaSO_4} \cdot 10^{-4}$ ) при температуре, °С			
	10	35	50	80
0,20	4,99	5,23	5,28	4,67
0,30	6,87	7,11	7,17	6,44
0,50	10,41	10,64	10,68	9,75
0,60	12,07	12,30	12,30	11,30
5,25	22,60	22,49	24,12	22,74
5,50	21,26	21,27	23,26	20,30

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

### Значения констант $A_D$ и $B_D$ уравнения Дебая-Хюккеля

При температуре 0...100°С:

(LANGE'S handbook of chemistry. Fourteenth Edition.

Edited by John A. Dean, McGRAW-HILL, Inc. New York 1992)

Температура °С	$A_D$	$B_D$	Температура °С	$A_D$	$B_D$
0	0,4918	0,3248	55	0,5432	0,3358
5	0,4952	0,3256	60	0,5494	0,3371
10	0,4989	0,3264	65	0,5558	0,3384
15	0,5028	0,3273	70	0,5625	0,3397
20	0,5070	0,3282	75	0,5695	0,3411
25	0,5115	0,3291	80	0,5767	0,3426
30	0,5161	0,3301	85	0,5842	0,3440
35	0,5211	0,3312	90	0,5920	0,3456
40	0,5262	0,3323	95	0,6001	0,3471
45	0,5317	0,3334	100	0,6086	0,3488
50	0,5373	0,3346			

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

**Эффективные радиусы  $r_i$  гидратированных ионов**  
**(LANGE'S handbook of chemistry. Fourteenth Edition,**  
**Edited by John A. Dean. McGRAW-HILL, Inc. New York. 1992)**

Ион	Эффективный радиусы $r_i$ , Å
Cl <sup>-</sup>	3
OH <sup>-</sup>	3,5
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	4,5
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	4
H <sup>+</sup> , Fe <sup>3+</sup>	9
Na <sup>+</sup>	4
K <sup>+</sup>	3
Fe <sup>2+</sup> , Ca <sup>2+</sup>	6
Mg <sup>2+</sup>	8
Ba <sup>2+</sup> , Sr <sup>2+</sup>	5

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

**Температурные зависимости некоторых констант химического равновесия**

Обозначение	Название	Интервал температуры, °C	Уравнение
K <sub>2</sub>	Константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени	0 - 50	$lgK_2 = -10.33 + 2.7 \left( 1 - \frac{289.2}{t + 273.2} \right)$
ПР <sub>CaCO<sub>3</sub></sub>	Производственная растворимость CaCO <sub>3</sub>	15 - 70	$lgПР_{CaCO_3} = -8.482 + 2.6 \left( 1 - \frac{289.2}{t + 273.2} \right)$