

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на нефтяных месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Мусин Альберт Ринатович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Мусину Альберту Ринатовичу

Тема работы:

Анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Составы пластовых вод месторождений. Тексты научно-исследовательских работ по месторождениям Западной Сибири, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизмы формирования солевых отложений, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, анализ методов, применяемых на месторождениях Западной Сибири, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
Причины и условия образования солей в скважине	
Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на месторождениях Западной Сибири	
Методы борьбы с отложениями солей	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Мусин Альберт Ринатович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2021	Общие сведения о месторождении	10
24.03.2021	Процесс солеобразования и типы солей	20
03.04.2021	Причины и условия образования солей в скважинах	10
25.04.2021	Анализ эффективности методов борьбы на нефтяном месторождении Западной Сибири	20
11.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2021	Социальная ответственность	15
10.06.2021	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 82 страниц, в том числе 3 рисунка, 16 таблиц и 4 приложения.

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

Темой данной работы является анализ эффективности методов борьбы с отложениями солей на нефтяных 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 решения 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.

Перечень обозначений и сокращений

ПЗП – призабойная зона пласта;

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ОМС – отложения минеральных солей;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НМ – нефтяное месторождение;

ГОСТ – государственный стандарт;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ИС – ингибитор солеотложения;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ППД – поддержание пластового давления;

ПДВК – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация;

ОЭДФ - оксиэтилидендифосфовая кислота;

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1. Причины и условия образования солей в скважине.....	12
1.1 Состав солевых отложений.....	14
1.1.1 Состав солевых отложений на месторождениях Западной Сибири	15
1.2 Структура солевых отложений.....	15
1.3 Основные причины солеотложения.....	17
1.3.1 Сульфатные соли	19
1.3.2 Карбонатные соли.....	20
1.3.3 Соли хлористого натрия.....	23
2. Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на месторождениях Западной Сибири.....	24
2.1 Методика расчета вероятности выпадения карбоната кальция на примере месторождений Западной Сибири	24
2.2 Расчет вероятности выпадения карбоната кальция на примере месторождений Западной Сибири.....	26
3. Методы борьбы с отложениями солей	32
3.1 Методы предупреждения и ликвидации отложений солей	32
3.2 Химические методы удаления солеотложений	33
3.2.1 Методы удаления неорганических солей с помощью реагентов....	39
3.2.2 Композиционные составы для удаления солевых осадков	41
3.3 Магнитные методы борьбы с отложениями солей.....	41
3.4 Применение покрытий для предотвращения солеотложений на трубах	42
3.5 Технологические методы	43
3.6 Комплексное решение проблем солеотложения на примере месторождения Западной Сибири	44
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1 Сущность и организация проведения мероприятия.....	49
4.2 Расчет смены затрат на проведение мероприятия.....	49
4.4 Расчет годового экономического эффекта	54
5.....	СОЦИАЛЬНАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	61
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	62
5.2 Производственная безопасность	63
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	65
5.4 Экологическая безопасность	71
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
Заключение	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	79

Введение

Добыча нефти и газа из колонны скважин часто характеризуется потребностью извлечения или нагнетания объемных попутных вод, а также пластовой воды, для ППД. В таком случае, возникший в результате отражения удельной доли воды в добываемой нефти, происходит отложения солей.

Солеотложения представляют собой отложения умеренно растворимых неорганических солей из их водных растворов. Солеотложения могут возникать практически на любой поверхности. Они могут образовываться на любом участке эксплуатационного трубопровода, сужая диаметр и блокируя поток, а также в установках первичной переработки.

Следует заранее предвидеть обстоятельства возникновения солеотложения, чтобы определить наилучшую стратегию обработки. На некоторых месторождениях борьба с солеотложениями может составлять наибольшую часть эксплуатационных затрат.

Преобладание различных солей в остатках приводят к потере эксплуатационного времени скважин за счет остановок на ремонтные работы и также уменьшает дебит скважины, когда накапливаются соли в эксплуатационных колоннах. Знания минерального состава ОМС важно для применения результатных мер предотвращения и удаления солей, на промысловых оборудовании, в системе сбора и подготовки нефти, а также в скважине. Кроме того, немаловажно предотвратить и осуществлять контроль выражения осадков солей при эксплуатации скважин. Для того, чтобы достигнуть более лучшего и эффективного итога борьбы с осадками солей, необходимо выделять особенные методы борьбы.

Для достижения наиболее эффективного результата борьбы с солеотложениями, в тех или иных условиях, нужно уделять особое внимание правильному выбору метода борьбы, не забывая про экономическую целесообразность.

Большинство месторождений Западной Сибири в настоящее время

находится на завершающих этапах разработки, которая характеризуется повышением обводненности продукции скважин и как следствие, усугубляется проблема.

Актуальностью данной работы обусловлена тем, что солеотложения влияют на добычу и является одной из значимых проблем.

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

Для получения необходимых результатов поставлены следующие задачи:

- Изучить условия образования солеотложений
- Раскрыть основные факторы и причины формирования солевых отложений
- Изучить методы борьбы с солевыми отложениями
- Провести анализ и расчет существующих технологий борьбы с солевыми отложениям

1. Причины и условия образования солей в скважине

Солеобразование при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений многофакторный и довольно сложный процесс, вызванный в результате природных и техногенных явлений.

Вода основной источник в образовании соли, поскольку в подземных водах перенасыщаются ионами вместе с осадочными породами. Карбонатные породы или известковый песчаник в присутствии воды, содержит катион двухвалентного кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}). В состав пластовых вод в песчанике имеются катионы бария (Ba) и стронция (Sr).

Солевой осадок плотно накапливается в виде слоя на внутренней поверхности наземного оборудования и в колонне НКТ. Скорость добычи за счет этого уменьшается, так как увеличение солевых отложений влияет на поверхность труб тем самым сужая диаметр потока. Давление повышается, а добыча снижается. В ходе роста кристаллов ограничивается доступ в нижних секциях скважины и поток через трубы быстро падает (Рисунок 1) [6].

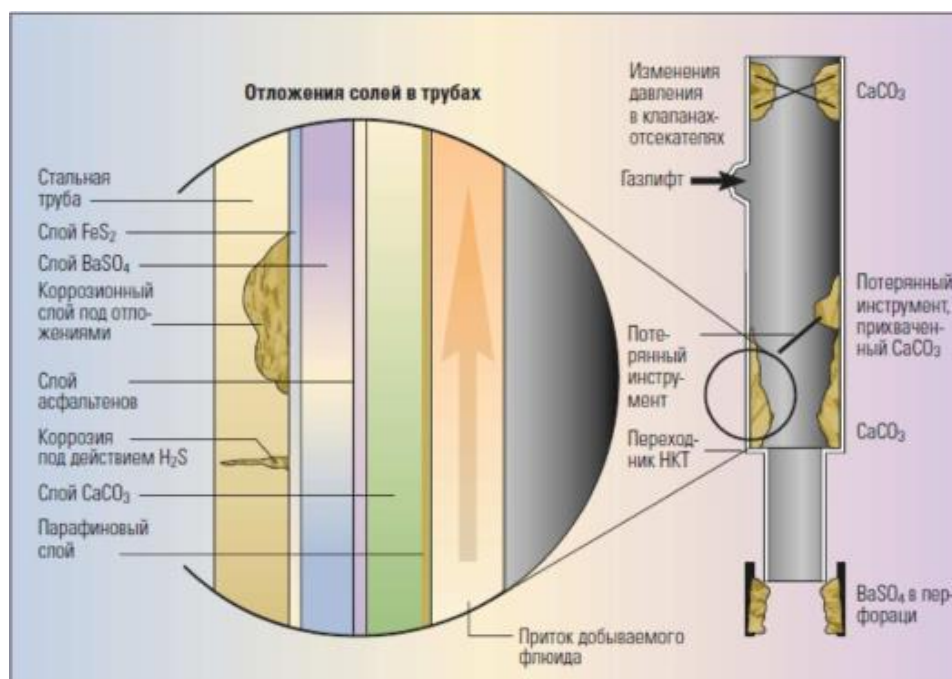


Рисунок 1 – Солеотложения внутри труб

Смешивание химически разных вод и изменения давления и температуры при движении водонефтяного потока в системе наземного внутривпластового сбора и подготовки нефти, а также в стволе скважины

обнаруживается выпадение неорганического осадка. В случае если условия, содействующие насыщению солями закачиваемых в нефтяные залежи с целью поддержания пластового давления вод можно отнести к естественным, то в таком случае формирование отложения соли большей частью считается техногенным воздействием.

Комплекс осадков солей образуется при несовместимости неоднородных пропластков воды различного химического состава. В следствии различных изменений давления и температуры, т.е. уменьшения или увеличения динамики роста газожидкостной смеси в стволе скважины, а также скорости потока жидкости, отлагаются так называемые «повторные» осадки солей и на устье добывающей скважины поступает раствор с перемешанным и различным составом ионов солей, которые образуют отложения. Смесь пересыщенных солей остаются в равновесии обычно при определенных поверхностных условий, при причине нарушения состава раствора, образуется осадок различных солей. На такое образование влияет продукты коррозии и мех. Примеси, они являются центром кристаллизации, а также на образование могут повлиять всевозможные обработки химическим раствором, заращения (нарастания) в системе теплообмена при подготовке нефти и т.д.

Технологические особенности могут повлиять на осадки, так как условия показывающие состав и свойства солевого раствора меняются при повышенном давления нагнетания воды.

К этому выводу можно добавить, что основной источник выпадения солей будет в результате заводнения, в силу того, что смешивание пластовых и попутнодобываемых вод с нефтью, меняется хим.состав и степень насыщения данных солей. Исходя из сказанного, важно для наиболее конкретного представления о причинах осадкообразования и условий при разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, нужно знать всевозможные гидрохимические закономерности [1].

1.1 Состав солевых отложений.

В зависимости от конкретных условий состав солевых отложений может быть самый разный, но, как правило, практически не встречаются только из одной соли, например, из гипса или карбонатов. При не выделении водой соли, минеральные осадки не появлялись на месте оборудований и т.д. В состав отложений зачастую вступают соединения не растворимые в концентрированных кислотах вещества, то бишь механические примеси песка либо глины, а также соединения железа – карбонаты, оксиды. Механические примеси являются центрами кристаллизации, это выражается тем, что при образовании минеральных отложений макроразмеров, они входят состав осадков [7].

Соли отлагаются в нефтепромысловом оборудовании, в скважинах, в системе сбора подготовки воды и нефти, и в ПЗП. Минерализация пластовых вод и ионный состав пластовых вод, остается немаловажным фактором, который определяется условием продуктивных пород-коллекторов.

Наиболее распространенными типами солеотложений в порядке убывания являются: карбонат кальция (кальцит и арагонит – CaCO_3), сульфатные соли (серной кислоты) – кальциевые (гипс - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), стронциевые (целестин - $\text{Ba}(\text{Sr})\text{SO}_4$) и барий (барит – BaSO_4), также в кристаллической решетке (особенно сульфата бария) может быть обнаружен радий, сернистые соли – наиболее распространены соли железа (II), цинка и свинца (II), и хлорид натрия (галит – NaCl) [4]. Сульфидные осадки солей, а главное, сульфид железа замечается на крайних стадиях разработки углеводородных залежей.

Солевой осадок не может быть мономинеральной, они имеют сложную петрографическую структуру, в нее входят и минеральная и органическая часть, при котором характеризуется хим. анализ, так называемые «потери при прокаливании» [1].

В большинство сдерживающих нефтяных месторождений пластовыми водами входят хлориды. Соль хлористая прекрасно растворяется и поэтому

в растворах она растворяет слабо растворимые соединения, к примеру, сульфат и карбонаты кальция.

1.1.1 Состав солевых отложений на месторождениях Западной Сибири

К типу солей, отлагающихся на месторождениях ЗС, относится один из видов неорганического соединения (до 80%). Это соединения карбонатных солей, а в основном кальцит, причиной этой проблемы возникают агрессивность поверхностных вод по отношению к карбонатным элементам пород продуктивного пласта. Отличительной чертой Западной Сибири считается содержание углекислого газа в пластовых флюидах. Установлено, что при повышении парциального давления CO_2 , увеличивает растворимость карбоната кальция, однако при добыче нефти давление понижается от забоя к устью скважины. Наряду с этим снижение температуры и парциального давления приводит к тому, что формирование карбоната кальция способно осуществляться в любом месте промысловой системы, где будет нарушаться карбонатное равновесие. Непосредственно по этой причине осадки карбоната кальция выявляют на различной глубине по стволу скважин, а также в системах трубопроводов [11].

Таким образом каждый год на месторождениях Западной Сибири решение проблемы выпадения осадков карбоната кальция увеличивается.

1.2 Структура солевых отложений

В зависимости от природы частиц, находящихся в узлах кристаллической решетки, различают четыре типа твердых кристаллов: ионные, атомные (валентные), молекулярные и металлические. Кристаллы солей, образующихся в промысловых системах нефтегазодобывающих предприятий, относятся к ионному типу. Правильное чередование ионов (положительных и отрицательных) в узлах кристаллической решетки, ионы кристаллов образуют силы электростатического взаимодействия [7].

Структурная классификация солевых отложений подразделяются:

- 1) микрокристаллические

- 2) мелкокристаллические
- 3) плотные слоистые осадки с различной степенью кристаллизации с включением углеводородов

- 4) крупнокристаллические

Колеса электроцентробежного насоса, сам насос и в их комплектующие обычно поступает плотные соли микрокристаллической структуры. Такие структуры имеют размер до пяти миллиметров, в состав которого входят твердые УВ. В поперечном сечении слои этой соли не видны. У них проявляется накипи-образный характер.

У третьей структуры отложений размер является от 0,5-1,2см с включением разных углеводородов. Мелкозернистый слой в пристенной части, при разрезе образца, наблюдается среднекристаллический слой игольчатого и призматической строения 0,5-1,2см. Часто могут и наблюдаться крупные игольчатые отложения кристаллов с длиной от 1,5-1,8см. За пределами наружного слоя, то бишь, между пространствами средних и крупных, заполнены мелкие.

Структура крупнокристаллических солевых отложений имеет игольчатый характер кристаллов с длиной от 1,2-2,5см и образует каркас. А в пространстве между ними присутствуют значительно мелкие кристаллы солей и УВ соединения. В поперечном разрезе около стены оборудования прослойка наиболее уплотненная, но по мере удаления с плоскости, часть больших кристаллов существенно возрастает. В определенных вариантах в насосно-компрессорных трубах, отложения гипса видны в единичных кристаллах с длиной достигающей от 2-2,7см включая в основание более мелких солей.

Плотные камнеобразные осадки, с микрозернистой структурой, и рыхлоупакованные кристаллы, наблюдались во время разбуривания солевых пробок, они достигали примерно 500м, в эксплуатационных колонн скважины. Их толщина зависит от времени осадконакопления. Например, из опыта добычи обводненной нефти были обнаружены почти в сто метров

осадка и диаметр проходного сечения трубы почти был закупорен. На это влияет условия образования, в частности, на рыхлые формы минеральных осадков влияет низкотемпературные условия образования.

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, хемогенной среды, характера и режима движения газожидкостной смеси по стволу скважины, особенностей освоения залежей [1].

1.3 Основные причины солеотложения

Обычно сернокислый кальций при температуре ниже 100 образует гипс, а при температуре выше 100 – ангидрит. Данные значения температур приблизительные, т.к. они зависят от давления и химического состава воды [И.А. Галикеев].

Барий и сернокислый стронций в отложениях часто встречаются вместе, образуя единый минерал, в состав которого входят и $BaSO_4$ и $SrSO_4$. Радиоактивные элементы (в основном радий 226) также могут откладываться в виде кристаллов, имея при этом низкий радиационный фон (низкорadioактивные отложения – НРО). Обращения с данными отложениями и их утилизация требует особых мер предосторожности. Отложения карбоната кальция не являются радиоактивными [И.А. Галикеев].

Основной причиной отложения солей являются пластовые и попутно добываемые с флюидом в результате введения в пласт воды, в зависимости от химического состава и степени их насыщения солями. Для того, чтобы иметь полное представление о причинах и условиях солеобразования в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, нужно знать гидрохимические закономерности их изменения. Для выпадения солей в основном служат такие процессы как

- Смешивание несовместимых вод

- Испарение
- Изменение термобарических условий
- Растворения горных пород и газов
- Дегазация воды
- Изменение общей минерализации воды

Все перечисленные процессы очень часто проявляются в нефтепромысловой практике. Появления различных осадков солей обуславливается различной степенью месторождений и характеристики системы разработки.

Отложения $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ образуется из-за смешивания вод, несовместимых по химическому составу. На процесс отложений оказывает влияние также давление, температура и химический состав воды. Существует несколько кристаллических форм CaSO_4 , которые имеют разную растворимость при разных условиях, к примеру, низкая температура и давление способствует образованию гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), в то время как при высокой температуре и давлении наиболее вероятно образования ангидрида. Таким образом, изменение давления может изменить форму и растворимость кальциевых отложений.

Солевой пересыщенный раствор может оставаться длительное время стабильным, при определенных поверхностных условиях, но нарушение концентраций равновесия способствует к осадкообразованию. На это влияют, 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.

Вода может растворить любое твердое вещество, до того времени, пока не достигнет равновесной или предельной концентрации, за определенные промежутки времени растворяется или превращается в осадок одинаковое количество в-ва. Проявление разного 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).

Данное условие смещается в ту сторону где возможен выпасть осадок, или же за счет возрастания факт. концентрации, или за счет понижения растворимости. К этому выводу можно отнести то, что при смешивании разного состава вод, которые несовместимы друг с другом и, или перенасыщенный раствор в изменении термобарических условий, сможет выпасть осадок [2].

1.3.1 Сульфатные соли

Сульфатные отложения обычно образуются при смешивании пластовой воды и нагнетаемой воды. Когда это происходит в призабойном пространстве добывающих скважин, то происходит осаждение сульфатных отложений с повреждением продуктивного пласта. Также две различные неосаждающиеся скважинные жидкости могут перемешиваться в верхних сборных линиях и создавать проблему сульфатных отложений на верхних строениях. Сульфатные отложения образуются в результате высокой концентрации сульфат-ионов в морской воде, смешивающихся в пластовой воде с ионами металлов группы II.

Условия при котором образуются гипсовые отложения сульфата кальция – это превышение концентраций над равновесной. Хлоркальциевая вода в смешивании с пресной или же сильно опресненной водой, в составах которой присутствует сульфат, подтверждает данное условие. Из опыта нефтепромысловой практики твердый сульфат кальция представляется обычно в 3 видах, это гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), бассанит – полугидрат ($\text{CaSO}_4 \cdot 0.5\text{H}_2\text{O}$) и также ангидрита безводного гипса (CaSO_4).

Опыты нефтепромысловой практики показывают что, выпадение гипса (сульфатно-кальциевого) происходит до 80°C, а свыше 120 °C меняется на безводный гипс. Формирование бассанита происходит в период между данными градусами является, этот период называется переходным, обычно проявляется в нетурбулентных системах. Кроме того, может наблюдаться любая из этих 3 видоизмененных модификаций. Например после 100°C может образоваться главным образом ангидрит.

Добываемая вода также может быть насыщена сульфатом бария и, если во время добычи температура падает, может осаждаться дополнительное количество сульфата бария. Ионы стронция и бария могут одновременно осаждаться в присутствии сульфат-ионов с образованием смешанных сульфатных отложений. В пластовой воде также содержатся малые концентрации радиоактивного радия, которые одновременно осаждаются в кристаллической решетке отложений сульфата бария и стронция.

Уровень сульфатных отложений зависит от соотношения пластовой воды к прорыву морской воды и от степени перенасыщения. Таким образом, на поздних этапах эксплуатации месторождения будем отмечаться малое количество сульфатных отложений или их не будет вовсе, так как добываемая вода будет, по большей части, морской водой.

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 [1].

1.3.2 Карбонатные соли

В отличие от карбоната кальция (CaCO_3) бикарбонат кальция (CaHCO_3) очень хорошо растворяется в воде. В пластовой воде обычно содержатся ионы и бикарбоната, и карбоната. Соли класса карбонатов очень

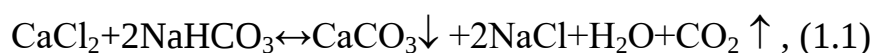
часто проявляются в нефтепромысловой практике, особенно карбоната кальция CaCO_3 .

Растворимость карбонатов становится хорошей при уменьшении температуры, а снижения давления растворимость ухудшается. По этой причине нужно правильно рассматривать два данных противоположных факторов. А образование солей карбоната кальция происходит при определенных факторов:

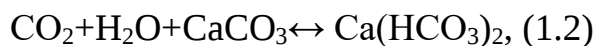
- Снижение давления, при котором высвобождается CO_2 ;
- Изменение давления либо темпер-ры, в результате чего будет плохая растворяемость.
- Увеличение температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок (например, накипь в чайнике);
- Смешивания двух жидкостей, несовместимых по химическому составу;
- Увеличения pH (водородного показателя) пластовых и сточных вод;
- Применения ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита [8].

Карбонатные соли плохо растворяются при увеличении температуры. Следовательно, стремление осадка CaCO_3 при высоких температурах высока. Это можно объяснить тем, что образование карбонатов в некоторых глубоких нагнетательных скважин, возможно как температурного фактора, где пластовая температура высока и нагнетается вода, насыщенная им в поверхностных условиях [3].

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.

Для растворения карбонатов гораздо влияет водородный показатель pH среды. Растворимость в кислой среде значительно высокая, ежели чем в щелочной. Исходя из этого, вероятность выпадения карбонатных солей при повышения водородного показателя, повышается. Это объяснимо тем, что растворимость углекислого газа таким же образом зависит от pH, т.е. чем более кислая среда, тем в ней много вероятно растворено двуокиси углерода [3].

В ряд отложений кальцита при добыче нефти включает в свой состав и карбонат магния MgCO_3 . Содержание магния, в пластовых водах на нефтяных месторождениях, где в состав входит кальций, если будет происходить нарушение в воде карбонатного равновесия в сторону уменьшения взаиморастворимости карбоната магния, и вместе с тем будет плохо растворятся карбонат кальция, который в ходе выпадает осадок. Карбонат магния уменьшается при высоких температур и возрастет с высоким показателем парциального давления углекислого газа.

Карбонат магния может преобладать в осадке выпадать первым при смешивании вод, когда одна из них находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+} , Mg^{2+} и CO_3^{2-} , а другая обобщена магнием. В этом случае карбонат магния может выпадать в осадок раньше карбоната кальция.

Ввиду того, что отложения солей типа карбоната кальция централизуется при условии меньшего давления на промысле, обнаруживается осадок в нижней половине ствола скважин, с

преимущественно сульфатным типом солей, а наземных виднеются соли кальция и частично магния.

1.3.3 Соли хлористого натрия

Отложение хлорида натрия - галита, при добыче нефти происходит при обводнении скважин пластовыми водами, представляющими рассолы.

Хлорид натрия растворим в воде гораздо лучше и его растворимость в некоторой степени увеличивается с ростом температуры. В некоторых видах пластовых вод содержатся очень высокие концентрации соли, в частности в пластах с высокими режимами давления и температуры. По этой причине пластовая вода иногда может быть насыщена хлоридом натрия. По мере понижения температуры добываемой воды может произойти осаждение хлорида натрия. Кинетика этого процесса очень быстра, и без должной обработки канал трубопровода может очень быстро закупориться. При испарении в газовой фазе путем внезапного понижения давления во время добычи произойдет концентрация растворов хлорида натрия, что может в конечном итоге привести к осаждению галита [4].

Если месторождение разрабатывается с заводнением пресной водой, то образование галитовых пробок не происходит, так как опреснение попутных вод в скважинах предотвращает процесс. На поздней стадии разработки многих газовых залежей возникают благоприятные условия для отложения галита в скважинах, чему способствует высокая минерализация пластовых вод, снижение пластового и забойного давления, относительно малое поступление попутной воды.

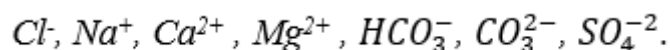
Основной причиной выпадения хлористого натрия из высокоминерализованных пластовых вод является снижение температуры и давления, приводящее к перенасыщению раствора.

2. Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на месторождениях Западной Сибири

Для расчета образования солей типа карбоната кальция (CaCO_3) и сульфата кальция (CaSO_4) в скважине, производится по методике Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа и с применением уравнения У. Ланжелье на основании данных об ионном составе пластовых вод на конкретных месторождениях Западной Сибири.

2.1 Методика расчета вероятности выпадения карбоната кальция на примере месторождений Западной Сибири

На первом этапе расчета выпадения гипсообразующих ионов определяется химический состав раствора – концентрации ионов



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:

$$I = \frac{1}{2} \sum C_i Z_i^2, \quad (2.1)$$

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

Z_i – заряд i -го иона в элементарных зарядах.

Находим константу растворимости сульфата кальция (см. приложение А) K_{CaSO_4} .

Определяем избыточную концентрацию X гипсообразующих ионов

$$X = |C_{\text{Ca}^{2+}} - C_{\text{SO}_4^{2-}}| \quad (2.2)$$

где $C_{\text{Ca}^{2+}}$ и $C_{\text{SO}_4^{2-}}$ – концентрации ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} в растворе, моль/л.

Рассчитываем равновесную при данных условиях, концентрацию сульфата кальция по формуле:

$$C_p = 1000 \cdot \left(\sqrt{X^2 + 4K_{\text{CaSO}_4}} - X \right) \quad (2.3)$$

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 образование осадка $CaSO_4$.

Для расчета образования карбоната кальция в скважине:

Если полный компонентный состав воды неизвестен, но известна общая минерализация M , то I (моль/л) = $M/40000$, где M выражено в мг/л. Для количественного описания влияния ионной силы на химическое равновесие пользуются величиной активности

$$a_i = C_i f_i, \quad (2.4)$$

где a_i – активность i -го иона,

f_i – коэффициент активности i -го иона.

Под активностью понимается величина, подстановка которой вместо концентрации в уравнения, описывающие химическое равновесие, делает последние применимыми для реальных растворов. Использование величин активностей вместо концентраций приводит к независимости численных значений констант равновесия от присутствия в растворе других ионов. Коэффициент активности, а следовательно, и активность, зависят от ионной силы раствора. Для разбавленных растворов f стремится к 1, с увеличением ионной силы f становится <1 , а при высокой ионной силе коэффициент активности для некоторых веществ возрастает и может превысить 1. П. Дебай и Е. Хюккель основываясь на модельных представлениях о гидратировании ионов в растворах электролитов, предложили формулу, связывающую коэффициенты активности ионов с ионной силой:

$$-lgf_i = \frac{A_D Z_i^2 \sqrt{I}}{1 + B_D r_i \sqrt{I}}, \quad (2.5)$$

Где A_D и B_D – константы, зависящие от температуры, r_i – эффективный

ионный радиус i -го иона A .

Значения A_D и B_D для различных температур приведены в Приложении Б; g_i ионов, присутствующих в водных фазах нефтяных и газовых месторождений, в приложении В.

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

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s, \quad (2.6)$$

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

$$pH_s = pK_2 - pPP_{CaCO_3} + pa_{Ca^{2+}} + pa_{HCO_3^-}, \quad (2.7)$$

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

2.2 Расчет вероятности выпадения карбоната кальция на примере месторождений Западной Сибири

Таблица 2.1 – Ионный состав пластовых вод месторождения X₁

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl ⁻	16480	464,2	0,4642
Na ⁺	10805	469,8	0,4698
Ca ²⁺	2148	53,6	0,0536
Mg ²⁺	216	89	0,0089
HCO ₃ ⁻	320	52	0,0052
CO ₃ ²⁻	0	0	0
SO ₄ ²⁻	2,6	0,027	0,000027
рН (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			8,37
Температура			50

Расчет с составом X месторождения

Возможность выпадения CaSO₄

1. Ионная сила раствора (моль/л) (по формуле)

$$I = 0,5 \cdot (0,4642 + 0,4698 + 4 \cdot (0,0563 + 0,0089) + 0,052 + 27 \cdot 10^{-5}) \\ = 0,6234 \text{ моль/л}$$

2. При ионной силе 0,6234 моль/л и 50°C по таблице Приложения Г находим $K_{CaSO_4} = 12,30 \cdot 10^{-4}$

3. Избыточная концентрация X гипсообразующих ионов

$$X = |0,0536 - 2,7 \cdot 10^{-5}| = 0,053573 \text{ (моль/л)}$$

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

$$C_p = 1000 \cdot \left(\sqrt{0,053573^2 + 4 \cdot 12,30 \cdot 10^{-5}} - 0,053573 \right) \\ = 34,701 \text{ (мг – экв./л)}$$

5. Фактическая концентрация сульфата кальция в растворе $C_{CaSO_4} = 0,027$ мг-экв/л.

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

Возможность выпадения CaCO₃:

1. Рассчитываем ионную силу раствора, пренебрегая концентрациями ионов CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , и H^+

$$I = 0,5 \cdot (0,4642 + 0,4698 + 4 \cdot (0,0536 + 0,0089) + 0,052) \\ = 0,618 \text{ моль/л}$$

2. Вычисляем коэффициент активности и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- (форм. 2.4 и 2.5), а также $pa_{Ca^{2+}}$ и $pa_{HCO_3^-}$

- Коэффициент активности по формуле (2.4)

Значение констант уравнения Дебая-Хюккеля (Приложения А)

Температура °С	АД	ВД
50	0,5373	0,3346

Эффективные радиусы r_i гидратированных ионов (Приложение Б)

Ион	r_i , Å
Ca^{2+}	6
HCO_3^-	4

$$-lgf_{Ca^{2+}} = \frac{0,5373 \cdot 4 \cdot \sqrt{0,618}}{1 + 0,3346 \cdot 4 \cdot \sqrt{0,618}} = 0,6554 \quad f_{Ca^{2+}} = 10^{-0,6554} = 0,221$$

$$-lgf_{HCO_3^-} = \frac{0,5373 \cdot \sqrt{0,618}}{1 + 0,3346 \cdot 4 \cdot \sqrt{0,618}} = 0,2058 \quad f_{HCO_3^-} = 10^{-0,2058} = 0,623$$

- Активность ионов

$$a_{Ca^{2+}} = 0,0536 \cdot 0,221 = 0,0118 \quad pa_{Ca^{2+}} = 1,928$$

$$a_{HCO_3^-} = 0,0052 \cdot 0,623 = 0,0032 \quad pa_{HCO_3^-} = 2,495$$

3. Рассчитываем pK_2 и pIP_{CaCO_3} при 50°C по формулам Приложения В

$$lgK_2 = -10,33 + 2,7 \left(1 - \frac{289,2}{50 + 273,2} \right) = 10,121$$

$$lgIP_{CaCO_3} = -8,482 + 2,6 \left(1 - \frac{289,2}{50 + 273,2} \right) = 8,683$$

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

$$pH_s = 10,121 - 8,683 + 1,928 + 2,495 = 5,861$$

$$SI_{CaCO_3} = 8,37 - 5,861 = 2,509$$

Так индекс насыщения положителен, то возможно образование карбоната кальция.

Таблица 2.2 – Ионный состав пластовых вод месторождения X₂

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl ⁻	15059	424,19	0,424
Na ⁺	8502	274,26	0,274
Ca ²⁺	694	17,306	0,0173
Mg ²⁺	221	9,095	0,009
HCO ₃ ⁻	366	6	0,006
Sr ²⁺	258	2,945	0,00294
Ba ²⁺	169	1,23	0,00123
CO ₂	32	0,727	0,00072
Fe _{общее}	0	0	0
SO ₄ ²⁻	<10	0,1042	0,000104
pH (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			9,29
Температура			30

CaSO ₄		CaCO ₃	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	0,8093	I(моль/л)	0,4129
K_{CaSO_4}	$12,806 \cdot 10^{-4}$	f_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	0,261/0,661
		a_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	2,347/2,402
X (моль/л)	0,0171	pK ₂	10,205
		pPP _{CaCO₃}	8,362
C _p (мг-экв./л)	73,568	pH _s	6,592
C _{CaSO₄}	0,1042	SI _{CaCO₃}	2,698
C _{CaSO₄} < C _p	×	SI _{CaCO₃} «+»	↓

Таблица 2.3 – Ионный состав пластовых вод месторождения X₃

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl ⁻	20235	570	0,57
Na+K ⁺	11834	381,74	0,381
Ca ²⁺	901,8	22,49	0,022
Mg ²⁺	206,7	8,506	0,009
HCO ₃ ⁻	396,5	6,5	0,0065
CO ₃ ²⁻	0	0	0
SO ₄ ²⁻	0	0	0
рН (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			7
Температура			50

CaSO ₄		CaCO ₃	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	0,54075	I(моль/л)	0,54075
K_{CaSO_4}	$11,3401 \cdot 10^{-4}$	f_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	0,230/0,632
		a_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	2,296/2,387
X (моль/л)	0,022	pK ₂	10,05
		pПР _{CaCO₃}	8,208
C _p (мг-экв./л)	70,83	pH _s	6,525
C _{CaSO₄}	0	SI _{CaCO₃}	0,475
C _{CaSO₄} < C _p	×	SI _{CaCO₃} «+»	↓

Таблица 2.4 – Ионный состав пластовых вод месторождения Х₄

Вещество	Концентрация		
	мг/л	мг-экв./л	моль/л
Cl ⁻	60420	1701,97	1,702
Na ⁺	34031	1479,61	1,480
K ⁺	1391	35,7	0,036
Ca ²⁺	2464	61,45	0,061
Mg ²⁺	307	12,63	0,013
Ba ²⁺	780	5,681	0,0057
Sr ²⁺	497	5,674	0,00567
Fe _{общ}	210	3,763	0,004
HCO ₃ ⁻	396	6,492	0,0065
CO ₃ ²⁻	0	0	0
SO ₄ ²⁻	1	0,0104	1,04·10 ⁻⁵
рН (измерен в условиях, исключающих дегазацию пробы)			5,79
Температура			30

CaSO ₄		CaCO ₃	
Параметры		Параметры	
I(моль/л)	1,785	I(моль/л)	1,783
K_{CaSO_4}	14,897·10 ⁻⁴	f_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	0,1754/0,563
		a_{Ca^{2+}/HCO_3^-}	2,96/2,432
X (моль/л)	0,0609	pK ₂	10,21
		pPP _{CaCO₃}	8,362
C _p (мг-экв./л)	98,26	pH _s	7,24
C _{CaSO₄}	0,0104	SI _{CaCO₃}	-1,45
C _{CaSO₄} < C _p	×	SI _{CaCO₃} «-»	×

В ходе расчета образования солей на месторождениях Западной Сибири, было выявлено, что пластовые воды месторождений склонны к образованию карбоната кальция.

Для того чтобы предотвратить осадкообразование необходимо применять

ингибиторы солеотложения, которые позволяют повысить солевую стабильность водных систем месторождения Западной Сибири и предотвратить выпадение карбоната кальция.

3. Методы борьбы с отложениями солей

3.1 Методы предупреждения и ликвидации отложений солей

Говоря про ОМС на оборудовании, в трубах, в призабойной зоне пласта и в самом пласте они доводят до потери эксплуатационного времени скважин, поскольку частые остановки на ремонт и снижает дебита скважин во время накопления ОМС в эксплуатационных колоннах. Поэтому нужно правильно подходить и подбирать метод борьбы, основываясь на причинах, в местоположении и условия залегания. Отложения минеральных солей различны по составам и структуре, но в большую часть входят и представляют собой карбонаты и сульфаты кальция, вместе с ним и кварц и т.д.

На поверхности оборудования часто осадки начинаются с пробуждением роста кристаллов солей на определенных местах и точках, сосредоточенный вдоль разных причин рода дефектов поверхностей любой природы [5].

Процесс накопления солевых отложений на поверхности оборудования начинается с зарождения и роста кристаллов соли в отдельных точках, концентрирующихся, в основном, вдоль различного рода дефектов поверхностей любой природы [5].

Защитные покрытия или гидрофобные материалы, такие как, полиэтилен, являются предотвращающим методом отложения на поверхности электрооборудования. К данному методу может отнестись, так называемый технологический метод, а именно, не допущения увеличения и уменьшения температуры, которые приводят к выделению осадков. Также следует предотвращать перемешивание вод, как было сказано выше, могут возникнуть солеотложения. Значительно резкое локальное изменение давления может повлиять на осадки, следовательно не нужно допускать неконтролируемого штуцирования.

На сегодняшний день много методов борьбы с ОМС при добыче нефти. Но следует их разделять на методы борьбы с еще выпавшим осадком, то бишь удаление их, и методы которые предотвращают различные составы солей или же замедляет процесс отложения осадков неорганических солей. К имеющемуся методам предупреждения солей входят физические (безреагентные) и химические. К физическим методам следует отнести воздействия волновыми и магнитными силовыми, акустическим полями. Покрытия труб и рабочих органов поверхности насосов и проводя спец. Изоляцию можно повысить шансы, чтобы предотвратить солевые осадки. Поддержание забойного давления и эксплуатация хвостовиков, диспергаторов и иных конструктивных изменения в ЭЦН относятся к данному методу предупреждения.

На это все имея ввиду нужно подходить комплексно, т.е. в зависимости от особенности разработки залежей, доступности средств и прочих факторов, но и не стоит забывать экономическую сторону. (Рисунок 3.1)



Рисунок 3.1 –Методы предотвращения солеотложений

3.2 Химические методы удаления солеотложений

За последние годы не было отмечено значительного прогресса в

разработке высокопроизводительных ингибиторов солеотложений; главным образом наблюдается прогресс в разработке продуктов с улучшенными характеристиками биохимического разложения.

В этом разделе рассматриваются реагенты для отложений карбонатных, сульфатных, сульфидных солей. Мягкие галитные солеотложения (NaCl) удаляются простой промывкой или струйной промывкой водой низкой минерализации. При использовании морской воды может потребоваться добавление ингибитора сульфатных отложений. Однако способы применения ингибиторов солеотложений – это та область технологий борьбы с солеотложениями, в которой необходимо добиваться наибольшего прорыва. [келланд]

Одним из способов недопущения коррозии и шламообразования при удалении карбонатных отложений является использование хелатного растворителя вместо кислоты. Соли EDTA, такие как Na_2EDTA и др. аминокислотные хелатирующие агенты, также называемые комплексообразующими соединениями, частично используются для удаления пластовых повреждений от карбонатных отложений, особенно в высокотемпературной среде. В целом они редко используются в качестве растворителей карбоната, возможно по причине их дороговизны по сравнению с HCl и органическими кислотами[4].

Кислотная обработка для стимулирования притока является традиционной технологией повышения продуктивности скважин, применяемой еще с XIX века. Чтобы правильно подобрать методику кислотной обработки, необходимо иметь всестороннюю информацию об истории скважин, потому что имеется множество примеров, когда такая обработка приводила к временному или постоянному ухудшению эксплуатационных свойств коллектора и даже превращала добывающие скважины в скважины со 100-% обводненностью. Это объясняется сложной неоднородной природой минералов пласта и непредсказуемостью их реакции на традиционные рецептуры обрабатывающих кислот.

Из истории и практики отечественных месторождений, известно что положительное воздействие на залежь солеными водами, выпадения гипса не происходит, но в тех случаях когда содержится высокое содержание хлорида[5]. Навыки полученные при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири демонстрирует, то что подбор источника водоснабжения с целью ППД проявляет решающее воздействие на осадок неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах.

Применяемые концентрации HCl могут варьироваться: обычной является концентрация 15% масс., но может использоваться и концентрация вплоть до 28% масс. (HCl обычно поставляется в виде водного раствора 37% масс.). пониженные концентрации могут использоваться в качестве травильных кислот для очистки скважины при предварительной промывке (для удаления солеотложений и ржавчин) или при следующей промывке [5].

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 [5].

К химическим методам относится в первую очередь подготовка и химическая обработка закачиваемых в нефтяные пласты вод. В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях, добавление к воде соответствующих ингибиторов, реагентов, предотвращающих выпадение осадков.

Применение ингибиторов является основной частью метода предупреждения осадков в ПЗП. К ним предъявляются большие требования,

чтобы предотвратить осадков гипса, раствор ингибитора закачиваемый в пласт, должен хорошо поглощать (адсорбировать) поверхность породы и замедленным процессом, т.е. длительное время должен растворяться в добываемой воде и оставаться устойчивым при пластовых условиях.

Однако множество ингибиторов не проявляют таким свойством и тем самым снижают экономическую эффективность. На повышение экономической эффективности было обнаружено, что ингибиторы которые находят «пороговый эффект» являются более целесообразными. Данный эффект проявляется, когда раствор реагента покрывает микрокристаллические ядра образования осадка и удерживает, замедляет в нем во взвешенном состоянии при условии, что концентрация будет выше уровня осаждения. Поскольку адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту [5].

Согласно собственной химич. природе возможными ингибиторами солеотложений могут являться неиногенные полифосфаты, органические производные фосфоновой и фосфорной кислоты, а также низкомолекулярные поликорбоновые кислоты, полимеры и их сополимеры кислот вида акриловой, либо малеиновой, разнообразные композиции упомянутых соединений.

Для хорошего ингибирующего действия к неорганическим солям, чаще в состав раствора ингибитора добавляют еще несколько типов вещества. Ненароком выпускаемые текущие многие ингибиторы представляют сложный так называемый композиционный состав.

Сложный состав композиции условно разделяют на две основные группы - это составы с одним компонентом, но с повышенным действием и не являющемся ингибитором, такие как поверхностно-активные вещества неиногенного типа, а ко второму относится состав, включающий все

возможные компоненты ингибирующего действия (рисунок 3.2)

В результате экспериментов было доказано, что расширение трубной обвязки, вызывающее обратные потоки, увеличивает интенсивность образования солеотложений CaCO_3 . Вероятный механизм протекания – это увеличенное время пребывания, что вызывает осаждение зародышей кристаллов, рост солеотложений и уменьшенную эрозию солевых отложений[5].

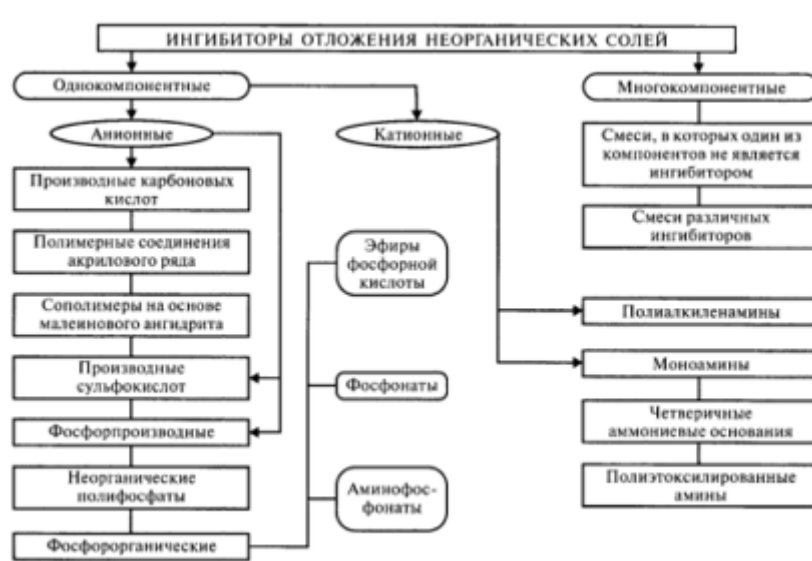


Рисунок 3.2 – Классификация ингибиторов неорганических солей

Сотрудниками института ИПТЭР предложена классификация ингибиторов отложения неорганических солей на основе их химического строения. При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений. В свою очередь, все однокомпонентные ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионные и катионные [кащавцев].

К анионным ингибиторам относятся: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфорпроизводные (неорганические полифосфаты, органические фосфаты). Среди

фосфоорганических производных выделяются эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты, аминокосфонаты. Последние, по сути, являются амфотерными ингибиторами.

К катионным ингибиторам относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксилированные амины.

Анионная группа однокомпонентных ингибиторов представляет собой ряд различных кислот: карбоновой кислоты, соединения акрилового ряда, малеиновые ангидриды, сульфакислоты, фосфор-производные, неорганические полифосфаты и органические фосфаты. К ним же относятся эфиры фосфорной кислоты, фосфонатов, аминокосфонатов. Они являются амфотерные ингибиторы.

Вторая группа однокомпонентных – катионная группа. Сюда относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания и полиэтоксилированные амины.

Смешивание двух и более ингибиторов составляет многокомпонентный класс. Данный вид подразделяет на две подгруппы: в первую подгруппу входят составы, где один из компонентов не есть ингибитор отложения солей, а в основу этого входят поверхностно активные вещ-ва неионогенного типа. Этот тип улучшает действие ингибирующего компонента, но либо может и иметь свое значение, никак не ухудшающего при этом действия такого компонента.

Во вторую подгруппу составов входят смешанные ингибиторы. При котором они приобретают синэргитический результат ингибирующего воздействия. Во свойстве начальных ингредиентов с целью получения синэргетической многокомпонентной композиции применяют разнообразные классы ингибиторов. Смесь перемешанных анионных и катионных ингибиторов часто встречается, но конкретных принципов комбинаций ингибиторов для результата композиций не разработаны.

Для предотвращения процесса солеотложения в ООО «ННГ» 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».

К настоящему времени выявлены многочисленные группы соединений, по своей химической природе потенциально способные предотвращать отложение солей. Поэтому ассортимент ингибиторов солеотложения велик. Однако в практике добычи нефти широко используют ограниченное количество отечественных и зарубежных марок ингибиторов, например, ИСБ-1 - ингибитор солеобразования Башкирии; ОЭДФ - оксиэтилидендифосфовая кислота.

3.2.1 Методы удаления неорганических солей с помощью реагентов

Реагенты для удаления, растворения является соляная кислота, с составом NaCl или ж без него. Изменение солеотложение с дальнейшей обработкой 10-15% концентрации соляной кислоты, способствует удалению и растворению, к такому относятся еще обработки кислотами комплексообразующих соединений.

К легко удаляемым солям относятся карбонаты кальция, для его удаления, чаще применяется соляная кислота. К трудноудаляемым – сульфат кальция, сульфат бария. Для удаления этих солей необходимо применять щелочи, углекислый натрий, соляную кислоту, хелатирующие агент. Например, карбонат кальция реагирует с соляной кислотой с образованием хлорида кальция, воды и углекислого газа. Такой метод является простым в реализации, но иногда может возникнуть коррозия глубинонасосного оборудования [9].

Легче всего химическим способом удалить сернокислый кальций (гипс или ангидрит, $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), труднее всего – сульфата бария. Сернокислый кальций не растворяется в кислотах, но растворяется в хелатных растворах с

высоким pH, это те же продукты, что используются для удаления карбонатных отложений. Альтернативный вариант удаления гипсовых отложений (и возможно, даже баритовых отложений) заключается в преобразовании сернокислого кальция в карбонат кальция посредством закачки водной смеси CO₂/бикарбонат при значении pH < 7. Использование обезвоженной соли (карбоната натрия) для преобразования гипса с последующим промыванием раствора соляной кислоты [5].

Для удаления сульфидных отложений при высоких температурах можно использовать менее агрессивные, чем HCl кислоты, такие как муравьиная, тиогликолевая, глиоксиловая. Удаление сульфатных отложений может происходить с помощью применения щелочей (гидроксида натрия, калия). К недостаткам можно отнести высокий удельный расход, и длительное время реакции. Удаление сульфатных отложений, в основном, производится с помощью углекислого натрия. К недостаткам можно отнести то, что метод эффективен только на рыхлых осадках сульфатов. При плотном осадке метод приводит к образованию корки карбоната кальция, и требуется многократная обработка соляной кислотой.

Удаление сульфатных отложений с помощью соляной кислоты. Недостатки – без применения натрия хлора эффективность очень низкая, плотные отложения трудно удаляются, необходим высокий расход соляной кислоты, и существует высокая коррозионная активность смеси «HCl+NaCl». Также могут применяться хелатирующие реагенты, химический смысл процесса: разрушение солей с образованием устойчивых комплексных соединений с ионами кальция и бария. Пример хелатирующих реагентов – этилендиаминтетрауксусная кислота, диэтиленetriаминпентауксусная кислота, и другие реагенты [9].

Для удаления сульфидных отложений при высоких температурах можно использовать менее агрессивные, чем HCl кислоты, такие как муравьиная, тиогликолевая, глиоксиловая.

3.2.2 Композиционные составы для удаления солевых осадков

С целью наибольшей эффективности очистки скважин и оборудования от отложений сложных осадков солей, в особенности трудноудаляемых, используются различные композиционные составы реагентов и их модификаторы, из которых наибольшее число запатентовано за рубежом.

Широкое распространение при удалении трудных неорганических солей в скважинах, призабойной зоне и, главным образом, на подземном оборудовании получили вещества, образующие хелатные соединения. При удалении слоисто-плотных сульфатно-кальциевых и бариевых отложений используются соли аминополууксусной кислоты, особенно этилендиаминтетрауксусной кислоты – ЭДТА. Рекомендуются 18%-ные растворы ЭДТА.

Для изготовления хелатных растворов используются обычные воды, а при наличии высоких концентраций солей щелочноземельных металлов вода смягчается обычными способами. Для регулирования pH раствора используется NaOH и Na₂CO₃. ЭДТА растворяется в воде с 3% концентрацией NaCl. Наиболее эффективными из хелатных растворов отмечены 30-50%-ные растворы Na₄ЭДТА, 10-20%-ные растворы Na₂ЭДТА.

3.3 Магнитные методы борьбы с отложениями солей

Магнитные силовые поля, происходящие постоянными магнитами, являются одним из безреагентных методов предупреждения осадка гипса в стволе скважин[5]. На данный момент разработаны достаточное количество конструкций и устройств, которые смогут омагнитить воду для предотвращения ОМС в трубопроводе.

Принцип такого метода – это влияние на кинетическую кристаллизацию, обуславливающее повышение концентрации центра кристаллов в массе раствора, водной раствор выводится из равновесия, т.е. увеличивается скорость образования осадка и образуются различные мелкие кристаллы почти схожие размерами.

В настоящее время известно достаточно много различных конструкций

устройств для омагничивания воды с целью предотвращения отложений солей в трубопроводах.

Спирально-винтовое протекание флюида в магнитном поле, где он протекает по спирали змеевика и пролегает фиксированное число магнитных полей. Режим работы магнитной обработки будет зависеть от состава солевой и концентрационной воды. Для такого установления его оптимального значения необходим и подбор скорости протекания, и напряженности, числа пересекаемых жидкостью полей – количества пульсаций поля-частоты, а также напряженности полей регулируемой силы тока в индукторе не решало задачи регулирования скорости протекания, не полагаясь от производительности аппарата[5].

Структурное изменение раствора происходит путем воздействия магнитного поля при определенной напряженности, что в конечном итоге соли из растворов не проявляются в виде осадков, поскольку выносятся вместе с потоком как шлам с большой степенью раздробленностью

3.4 Применение покрытий для предотвращения солеотложений на трубах

Применение такого метода на многих месторождениях является рентабельным. Различные покрытия относятся к методу предупреждения. Поверхность внутренних труб НКТ стеклом или эмалями, помогает предотвратить отложения, таким же образом в метод предотвращения является покрытие эпоксидной смолой либо пентапластом, такие как полиамидные или полимерные покрытия. Покрытия фторопластом, лентопластом с графитом и алюминиевым рабочим поверхностям центробежных колес и направляющих аппаратов электроцентробежного насоса считаются прекрасным применением для борьбы с солеотложением.

Следует отметить, что проблема солевых отложений на металлических поверхностях комплексного нефтепромыслового оборудования связана с химическим и электрохимическим процессом, так как любая совокупность неровностей и продуктов такого процесса, т.е. коррозии являются

концентраторами кристаллизации в сопровождении пересыщенными растворами солей. Поэтому любые антикоррозионные защитные покрытия внутри поверхности НКТ являются одной из мер по снижению солевых отложений одновременно с ними целесообразно применять химические реагенты.

3.5 Технологические методы

В технологический метод входят обычно изменения параметров данных, т.е. как вариант изменения забойного давления через изменения типоразмера электроцентробежного насоса, либо же глубины выработки скважины, с ним же изменяется темпер-ра. Минусами данного метода может считаться то, что возможно только при ремонте скважины, исходя из этого значительно снижается производительность электроцентробежного насоса и вместе с ним уменьшается дебит нефти.

Турбулизационный поток является одним из методов, его механизм использования заключается в сокращении сроков нахождения в стволе скважины перемешанных растворов с помощью повышения скорости восходящих потоков флюида ухудшает условия зарождения и кристаллизации солей. Однако такой метод не гарантирует более положительный результат в следствии неоднозначного итога.

Подбор специальной воды, агента для нагнетания воды ППД относится к технологическим. Его суть заключается в подборе агента, т.е. чтобы закачать в пласт агент, из состава агента опускается ион который образует отложения. Положительным эффектом считается высокая эффективность метода, а также стабильность продуктивности, поскольку защищает от солеотложения с призабойной зоны пласта, с пласта и также до системы нефтесбора, а его минус заключается в сложности эксплуатации и реализации нескольких источников агента, что приводит к большим финансовым затратам на подготовку закачиваемой воды, на инфраструктуру для исполнения адресной закачки в зависимости от типа жидкости.

Также есть способ ограничения поступления вод к скважине, то бишь,

КРС при поступления жидкости вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и использования изолирующих от вод составов в случае прорыва воды в выдержанном, продуктивном пласте. Минусы метода такие как и у предыдущего метода связанные с финансовыми затратами и реализацией[9].

3.6 Комплексное решение проблем солеотложения на примере месторождения Западной Сибири

Для нефтяных месторождений Западной Сибири наиболее целесообразным направлением решения проблемы борьбы с солеотложениями является их предупреждение.

Борьба с солеотложениями в скважинах и продуктивном пласте связана с проблемами их прогнозирования, предупреждения, контроля и удаления. Отложение солей является одним из основных видов осложнений месторождения Западной Сибири.

Эффективность мер борьбы с отложениями солей при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Ингибирование предполагает подачу в поток нефти с водой специальных веществ — ингибиторов, предотвращающих отложений солей. Механизм работы этих ингибиторов следующий. Основная часть ингибиторов представляет собой ПАВ, которые, сталкиваясь с кристалликами соли в потоке флюида, концентрируются на его поверхности, тем самым не давая другим молекулам той же самой соли закрепиться на зародыше.

Для того чтобы дальше прогрессировать в борьбе с отложением карбоната кальция, необходимо было продолжать проводить исследования, связанные с выпадением твёрдой фазы.

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

Были рассмотрены три ингибитора, которые широко применяются для предотвращения солеотложения в практике нефтедобычи – Инфор-1, СНПХ-5311 Т, Акватек-511 М. Эффективность этих ингибиторов определялась по ингибированию отложения карбоната кальция на моделях пластовой воды с РД 39-0148070-026ВНИИ-86 «Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения» при температуре тестирования 90 °С в следующей последовательности [22].

Приготавливался раствор ингибитора солеотложения путем растворения 100 мг реагента в небольшом количестве дистиллированной воды с последующим доведением объема раствора до 100 мл в мерной колбе, таким образом, чтобы в 1 мл полученного раствора содержался 1 мг ингибитора.

В серию колб емкостью 200-250 мл помещалось соответствующее количество раствора хлористых солей, добавлялось требуемое количество ингибитора, затем в колбу приливалось соответствующее количество раствора гидрокарбоната натрия для создания модельного раствора [22]

Пробы с ингибитором и без него – «холостая» проба, плотно закрывались пробками и термостатировались при температуре 80°С в течение 4 часов. После охлаждения проб отфильтровывался выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилонометрическим титрованием.

Результаты экспериментов по тестированию реагентов на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция из растворов представлены в таблице 3.1 [22].

Таблица 3.1 – Эффективность ингибирования выпадения кальцита на МПВ ООО «РН-ПНГ»

Реагент	Дозировка	Эффективность ингибитора солеотложения, % на модели пластовой воды месторождения		
		Комсомольское	Тарасовское	Бареуковское
Инфор-1	10	75	78	79
	20	89	91	90
	30	95	92	93
	50	96	94	95
СНПХ-5311 Т	10	70	52	65
	20	81	87	81
	30	89	90	85
	50	89	86	86
Акватек-511 М	10	72	74	75
	20	84	78	82
	30	86	80	84
	50	87	82	84

Сравнительный анализ данных по эффективности показывает, что испытанный ингибитор на 5-13% превышает эффективность ингибиторов СНПХ – 5311 Т, Акватек-511 М.

Ингибитор солеотложения проявляет высокую эффективность ингибирования выпадения кальцита на МПВ ООО «РН-Пурнефтегаз» в дозировке 20мг/л. И могут быть рекомендованы для дальнейших опытно-промышленных испытаний.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Мусину Альберту Ринатовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на используемый материал; Основная заработная плата исполнителей; отчисления во внебюджетные фонды; накладные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятия с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности применения предложенной технологии

Перечень графического материала

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 СНИХ5312С

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Мусин Альберт Ринатович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 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 Х.

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:

$$\Delta A = (A_2 - A_1) \cdot 365 \cdot k_{\text{э}}, \quad (4.1)$$

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

$k_{\text{э}}$ - коэффициент эксплуатации скважин.

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

4.2 Расчет смены 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. (4.1), выбраны согласно ЕНиР

Таблица 4.1 – 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:

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

где C – тарифная ставка, руб;

T_p – время работы, час;

T – количество рабочих;

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

Премия составляет 30% от основной зарплаты:

$$З_p = З_{\text{осн}} \cdot 0,3 = 631,04 \cdot 0,3 = 189,312 \text{ руб.}, (4.3)$$

Районный коэффициент составляет 50% от основной зарплаты и премии:

$$З_T = (З_{\text{осн}} + З_p) \cdot 0,5 = (631,04 + 189,312) \cdot 0,5 = 410,176 \text{ руб.}$$

Зарплата бригады составит:

$$З_p = З_{\text{осн}} + З_p + З_T = 631,04 + 189,312 + 410,176 = 1230,53 \text{ руб.}$$

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

$$З_{\text{со}} = З_p \cdot 0,3 = 1230,53 \cdot 0,3 = 369,16 \text{ руб.}$$

Таблица 4.2 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м ³	47,2
Пресная вода	10 м ³	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:

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

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

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

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

Таблица 4.3 – 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:

$$З_{\text{т}} = \sum_i^n t_i \cdot Ц_i = t_{\text{ца}} \cdot Ц_{\text{ца}} + t_{\text{пр10}} \cdot Ц_{\text{пр10}} + t_{\text{пр10}} \cdot Ц_{\text{пр10}} + t_{\text{пр4}} \cdot Ц_{\text{пр4}},$$

(4.4)

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

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

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

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

$$З_{\text{пр}} = З_{\text{бр}} + З_{\text{соц}} + З_{\text{мат}} + З_{\text{тр}}$$

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

Цеховые расходы составляют 23,72% от прямых затрат:

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

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

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

Смета затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – 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 ³	1416,6
Пресная вода, м ³	140
СНПХ 5312С, т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9630,69
6. Общехозяйственные расходы	4523,98
Итого затрат	40635,79

4.3 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:

$$\Delta Z_{\text{э}} = \Delta A \cdot C_{\text{э,у}}, (4.5)$$

где ΔA –дополнительная добыча нефти;

$C_{э.у}$ – удельные затраты на добычу 1 т нефти;

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

Изменение затрат на поддержании пластового давления составит:

$$\Delta Z_{ппд} = \Delta A \cdot C_{ппд}, (4.6)$$

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

$$\Delta Z_{ппд} = 2,549 \cdot 134,7 = 343,37 \text{ тыс.руб}$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{сб} = \Delta A \cdot C_{сб}, (4.7)$$

Где $C_{сб}$ – удельные затраты на добычу 1 т нефти,

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

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{т.} = \Delta A \cdot C_{т.}, (4.8)$$

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

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

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

$$\Delta Z_{с.э} = Z_{мер} \cdot n, (4.9)$$

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

Расходы на НДС:

$$\Delta Z_{н} = \Delta A \cdot C_{ндпи}, (4.10)$$

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

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 4.5.

Таблица 4.5 – Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведение обработки

Затраты	До внедрения мероприятия, тыс.руб.	После внедрения мероприятия, тыс.руб.	Изменение затрат, тыс.руб.
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

4.4 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект от внедрения мероприятия рассчитывается по

формуле:

$$\Xi_T = P_T - Z_T, (4.12)$$

где Ξ_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:

$$P = \Delta A \cdot \Pi, (4.13)$$

где Π – оптовая цена 1 тонны нефти, $\Pi = 27619$ руб.

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

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$Z_T = \Delta Z, (4.14)$$

$$Z_T = 1072,56 \text{ т с.руб.}$$

Экономический эффект по формуле составит:

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

Прибыль за счет внедрения мероприятия остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\Delta\Pi = \Xi - \Delta H,$$

где $\Delta\Pi$ – прирост валовой прибыли;

ΔH – сумма отчислений от прироста прибыли, составляет 20%.

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

Изменение производительности труда в результате внедрения мероприятия:

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

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

Снижение себестоимости продукции за счет проведения мероприятия:

$$C_c = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100$$

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

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

Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ 5312С приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Экономические показатели до и после внедрения технологии

Показатели	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Отклонение абсолютное
Объем добычи нефти, тыс.т	1109,12	1111,67	+2,549
Среднесуточный дебит скважин, 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

Вывод: 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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Мусину Альберту Ринатовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
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.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) – Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.033-78. Рабочее место при выполнении работ стоя.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; Опасные факторы: - химические реагенты – высокое давление; - механические опасности;

3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения; - взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Мусин Альберт Ринатович		30.03.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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, правовых, экономических, идеологических, организационных и социально-психологических мер, позволяющих сохранять существующие в обществе конституционный строй, социальную стабильность, не допуская их ослабления и тем более подрыва.

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 её интересов на основе принципов гуманизма и гармонии во взаимоотношениях всех элементов социальной структуры, предотвращения деструктивных явлений и процессов.

В данной работе буду рассматриваться методы борьбы с отложениями солей. Солеотложения представляют собой отложения умеренно растворимых неорганических солей из их водных растворов. Они блокируют поровые связки (каналы) в околоскважинном пространстве и в самой скважине, тем самым повреждая пласт и приводя к потере продуктивности, также могут откладываться на оборудовании скважине, таком как погружные центробежные электронасосы или скользящие муфты, приводя к сбоям в их работе. Для выполнения работ против солеотложений, выполняются на месторождениях в условиях, где имеют место различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

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. [1]

В данной разделе дипломной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при работе оператора добычи нефти и газа. Рассмотрены мероприятия для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также уделены особые внимания охраны окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние

вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате. Они варьируются от региона, к примеру, в ХМАО-Югре коэффициент равен 1.5 или 50 процентов, а в Красноярском крае равен 1.8, то есть 80 процентов.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, 67 пенсионный фонд и др.).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схеме,
- Технологические перерывы,
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
- Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК)
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ. Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты

5.2 Производственная безопасность

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

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых

осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Перечень опасных и вредных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Электрический ток	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [17]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [18]
2. Механические травмы	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [19]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [20]
4. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [13]
5. Воздействие химических веществ	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [21]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [16]
6. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	-	-	+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [12]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	-	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [22]

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

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 [14].

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 [14].

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.

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 5.2.

Таблица 5.2 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера та 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

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 [13].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 3 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 5.3 – 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 [13].

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 [2].

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

Таблица 5.4 – Токсичные вещества

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

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 [4]. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

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 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров

нефти 2100 мг/м³.

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 [14].

5.4 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

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, исключающих 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.

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 солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

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 Х (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 обволочки 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 водопрпускных 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;

- обордюривание 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 [14].

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным возможным чрезвычайным ситуациям при работах по ингибированию скважин для борьбы с солеотложением в скважинах можно отнести:

- Разливы нефтепродуктов, химических реагентов в околоустьевой зоне скважины;
- Пожар в производственной зоне;
- Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины.

Одной из наиболее частых аварий при работе с легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы и, соответственно, пожары.

При произошедшей чрезвычайной ситуации любого характера необходимо, в первую очередь, при получении информации, остановить производственные процессы и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка и отключению всего оборудования, используемого при работах.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов, технических средств и материалов.

Во время выполнения работ территорию необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами), а также освободить от посторонних предметов, которые будут препятствовать перемещению оборудования и персонала.

На руководителя работ возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить

руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами, проводятся в дневное время, кроме аварийных ситуаций.

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данной главе были рассмотрены требования промышленной безопасности при работе различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией. были выявлены основные опасные и вредные факторы и приведены меры по их предупреждению. Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе с оборудованием, с материалами и, в целом, работе с объектом.

Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Также в работе было рассмотрено влияние вредных веществ на экологию и приведены мероприятия по ее защите, позволяющие снизить негативные последствия воздействия на природу. Соблюдение всех необходимых пунктов минимизирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были изучены теоретические основы существующих методов борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на территории Западной Сибири. Рассмотрены понятие солеотложения и причины ее образования, проведены расчеты образования солей на определенных месторождениях Западной Сибири, также проведен технико-экономический анализ внедрения метода борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин.

На основании проделанной работы можно сделать вывод, что солевые отложения при добыче нефти будут присутствовать, как следствие водного фактора. В силу того, что пока добывается черное золото, ей всегда будет сопутствовать жидкость, т.е. вода, а там где будет находиться вода, имеется возможность выпадения солей. Важно осуществлять наблюдение фонда скважин и регулярно исследовать пластовые воды и так далее, что позволит в совокупности избежать выпадения солей во остаток. Следует осуществлять кропотливую подготовку воды, что будет применяться в концепциях поддержания пластового давления, потому что несопоставимость напрямую оказывает большое влияние на интенсивность выпадений солей в осадок. С такой целью, для того чтобы отложения никак не осложняли и не обостряли добычу черного золота, необходимо предварительно предотвращать их формирование физическими, технологическими и химическими методами.

Кроме этого в работе были изучены зависимости растворимости с разными данными, используя способ Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа также с применением уравнения Ланжелье в основе сведений о ионном составе пластовых вод в определенных месторождений Зап. Сибири. Были проведены вычисления вероятности образования разных типов солей, в следствии которого был сделан вывод, что воды данных месторождений не проявляют осадок сульфата и склонные к образованию карбонатов.

В наше время этот вопрос, сопряженный с образованием отложений солей считается важной и также можно сказать «острой» для нефтедобычи.

Ведь она приносит большие затраты и убытки нефтедобывающим компаниям, исходя из этого нужно предотвращать формирование отложений, подбирая способы предотвращения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кащавцев В.Е. Солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. М.: 2004 г. – 430 с.
2. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / Низамов Р.Е., Суховерхов С.В. – Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
3. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003 г. – 302с.
4. Малькольм А. Келланд Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л. А. Магадовой. СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608с.
5. Басарыгин Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Булатов А.И., Проселков Ю.М. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584с.
6. Антониади Д.Г. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений. / Антониади Д.Г. Савенок О.В. – Научный журнал КубГАУ. – Краснодар: КубГАУ, 2013. – 16с.
7. А.В. Бриков, Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / А.Н. Маркин – М: Де'Либри, 2018. – 335с.
8. И.А. Галикеев, Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. / В.А. Насыров, А.М. Насыров – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354с.
9. Гайдамакина В.Н., Существующие методы предупреждения и борьбы с солеотложениями в погружном оборудовании. / Гайдамакин В.Н. Статья в журнале – научная статья. ЛУКОЙЛ – ТПП «Когалымнефтегаз», г. Когалым с. 1-3
10. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – л. Гидромегаиздат. 1986. 256 с.
11. «Инженерная практика» // Производственно-технический

нефтегазовый журнал [сайт]. URL: <https://docplayer.ru/45109892-Inzhenernaya-praktika-field-engineering-pilotnyy-vypusk-dekabr-proizvodstvenno-tehnicheskii-neftegazovyy-zhurnal.html> (дата обращения: 25.05.2021)

12. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»

13. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»

14. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672с.

15. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988.

16. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»

17. ГОСТ 12.1.030-81 «Заземление, зануление»

18. ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность»

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

20. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»

21. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»

22. Акт испытаний эффективности ингибитора солеотложения «Инфор-1» URL: http://www.petroplastnpp.ru/upload/files/Act%20INFOR-1_Ufanipineft.pdf (дата обращения: 13.06.2021).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Константа равновесия сульфата кальция

Ионная сила	Константа растворимости ($K_{CaSO_4} \cdot 10^{-4}$) при температуре, °C			
	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°C:

(LANGE'S handbook of chemistry. Fourteenth Edition.

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

Температура °C	A_D	B_D	Температура °C	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)

Эффективный 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^-	3
OH^-	3,5
CO_3^{2-}	4,5
HCO_3^-	4
SO_4^{2-}	4
$\text{H}^+, \text{Fe}^{3+}$	9
Na^+	4
K^+	3
$\text{Fe}^{2+}, \text{Ca}^{2+}$	6
Mg^{2+}	8
$\text{Ba}^{2+}, \text{Sr}^{2+}$	5

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Температурные зависимости некоторых констант химического равновесия

Обозначение	Название	Интервал температуры, °C	Уравнение
K_2	Константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени	0 - 50	$\lg K_2 = -10.33 + 2.7 \left(1 - \frac{289.2}{t + 273.2} \right)$
$\text{PP}_{\text{CaCO}_3}$	Производственная растворимость CaCO_3	15 - 70	$\lg \text{PP}_{\text{CaCO}_3} = -8.482 + 2.6 \left(1 - \frac{289.2}{t + 273.2} \right)$