

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

Султанов Нурымжан Ермакович

«Изучение солеотложений и методов борьбы»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой

«Химическая и  
биохимическая инженерия»

Ph.D., ассоциированный профессор

  
\_\_\_\_\_ Х.С. Рафикова

«18» мая 2021 г.

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

на тему: «Изучение солеотложений и методов борьбы»

по специальности 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Выполнил



Н.Е. Султанов

Научный руководитель



Ph.D., профессор С.З. Наурызова

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

5B072100 – «Химическая технология органических веществ»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Химическая и  
биохимическая инженерия  
PhD



Рафикова Х.С.

“26” февраля 2021г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся Султанову Нурымжану Ермаковичу

(Ф.И.О. обучающегося)

Тема: Изучение солеотложений и методов борьбы

(тема дипломной работы)

Утверждена приказом Ректора Университета №315–б от “15” февраля 2021г.

Срок сдачи законченной работы “16” мая 2021г.

Исходные данные к дипломной работе: физико-химические свойства пластовой  
воды месторождений ТОО «КМГ-Инжиниринг»

Краткое содержание дипломной работы:

а) Литературный обзор о солеотложениях на нефтепромысловом оборудовании

б) Анализ методов подачи ингибитора в призабойную зону пласта

в) Анализ пластовой воды месторождений ТОО «КМГ-Инжиниринг»

г) Анализ эффективности ингибитора солеотложений

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей): представлены 20 слайдов презентации работы

1. Рекомендуемая основная литература: из 28 наименований Михель В.Д. Методы  
предупреждения солеотложений в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Инженерная практика. 2010 -  
№ - С.29-39.

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
<u>Литературный обзор о солеотложениях на нефтепромысловом оборудовании</u>	29.01.2021г	Сбор и систематизация теоретического материала по исследуемой проблеме
<u>Анализ методов подачи ингибитора в призабойную зону пласта</u>	22.02.2021г	Анализ всех существующих методов подачи ингибитора в призабойную зону пласта.
Анализ пластовой воды месторождений ТОО «КМГ-Инжиниринг»	06.03.2021г	Анализ физико-химических свойств пластовой воды месторождений ТОО «КМГ-Инжиниринг»
Анализ эффективности ингибитора солеотложений	23.04.2021г	Подбор наиболее эффективного ингибитора солеотложений

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	А.Т. Хабиев, PhD доктор, ассоц. профессор	15.05.21	

Научный руководитель  \_\_\_\_\_ Наурызова С.З.

Задание принял к исполнению обучающийся  \_\_\_\_\_ Султанов Н.Е  
Подпись Ф.И.О.

## АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа содержит 35 страницы, 8 рисунков и 9 таблиц, 28 источников.

*Ключевые слова:* ингибитор, солеотложение, обводненность

*Цель дипломной работы:* изучение причин образования солевых отложений в нефтяных месторождениях и подбор реагентов-ингибиторов для предотвращения солеотложений и способа его подачи.

*Использованные методы и аппаратуры:* ГОСТ-26449.1-85 Определение эффективности действия ингибитора солеотложений.

В данной работе рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причины и условия образования солей. Приведены подробные описания существующих технологий борьбы с солеотложениями и проведен анализ по подбору наиболее эффективного ингибитора солеотложения и технологии методов подачи ингибиторов, применяемых на нефтяных месторождениях.

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при правильном выборе метода предотвращения образования солей уменьшается количество аварий, отказа работы нефтепромыслового оборудования.

*Полученные результаты работы и их практическое использование:* выявлено что применение наиболее эффективного ингибитора солеотложения при оптимальном количестве и при правильном его подаче можно значительно снизить образование солевых отложений.

## ABSTRACT

This diploma work contains 35 pages, 8 figures and 9 tables, 28 sources.

*Key words:* inhibitor, scale deposition, water cut

*The purpose of the diploma work:* to study of the causes of the formation of salt deposits in oil fields and the selection of inhibitor reagents to prevent scale deposits and the method of its supply.

*Methods and equipment used:* ASTM-26449.1-85 Determination of the effectiveness of the inhibitor of salt depositions.

This diploma work is considering general information about salt depositions, the reasons and conditions for the formation of salt deposits. Detailed descriptions of existing technologies for combating scale deposits are given and an analysis is carried out to select the most effective scale inhibitor and the technology of inhibitor supply methods used in the oil field.

The economic significance of this work is that with the correct choice of the method for preventing the formation of salts, the number of accidents and failure of the operation of oilfield equipment decreases.

*The obtained results of the work and their practical use:* it was revealed that the use of the most effective scale inhibitor with the optimal amount and with its correct supply can significantly reduce the formation of salt deposits.

## АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс 35 беттен, 8 сурет және 9 кестеден, 28 дереккөзден тұрады.

*Түйінді сөздер:* ингибитор, масштабты тұндыру, су мөлшері

*Дипломдық жұмыстың мақсаты:* мұнай кен орындарында тұз қабаттарының пайда болу себептерін зерттеу және масштабты шөгінділердің алдын алу үшін ингибиторлық реагенттерді таңдау және оны беру әдісін таңдау.

*Қолданылатын әдістер мен жабдықтар:* ГОСТ-26449.1-85 «Тұз шөгінділері ингибиторының тиімділігін анықтау».

Бұл дипломдық жұмыста тұз шөгінділері туралы жалпы мәліметтер, тұздардың пайда болу себептері мен шарттары талқыланады. Тұз шөгінділермен күресудің қолданыстағы технологияларының егжей-тегжейлі сипаттамалары келтіріліп, тиімді ингибитор мен мұнай кен орнында қолданылатын ингибиторларды беру тәсілдерінің технологиясын таңдау бойынша талдау жүргізілді.

Бұл жұмыстың экономикалық мәні тұздардың пайда болуын болдырмау әдісін дұрыс таңдаған кезде апаттық жағдайлар мен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының жұмыс істемей қалуының азаюында.

Жұмыстың алынған нәтижелері және оларды практикалық қолдану: ең тиімді масштабтағы ингибиторды оңтайлы мөлшерде және оны дұрыс қолдану кезінде тұздың түзілуін едәуір төмендетуі мүмкін екендігі анықталды.

*Жұмыстың алынған нәтижелері және оларды практикалық қолдану:* ең тиімді ингибиторды оңтайлы мөлшерде қолдану және оны дұрыс пайдалану кезінде тұз қабаттарының түзілуін едәуір төмендетуі мүмкін екендігі анықталды.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Литературный обзор	10
1.1 Анализ причин образования неорганических солей	10
1.2 Предотвращение образования солеотложений	11
1.3 Применение ингибиторов солеотложений	12
1.3.1 Механизмы ингибирования образования накипи	13
1.4 Методы удаления солеотложений	15
1.5 Основные условия образования солеотложений	16
1.6 Существующие технологии предотвращения осложнений с применением химических реагентов.	16
2 Экспериментальная часть	18
2.1 Методика проведения экспериментальной работы по определению эффективности ингибиторов солеотложения	18
2.2 Исходные данные для моделирование пластовой воды	19
2.3 Определение расхода титранта на определения ионов кальция в пробах.	19
2.4 Определение содержания ионов кальция	20
2.5 Определение эффективности ингибиторов солеотложения	21
3 Результаты и их обсуждение	23
3.1 Влияние дозировки ингибитора на содержание ионов кальция	23
3.2 Динамика эффективности ингибиторов солеотложения	25
3.3 Основные условия образования солеотложений	26
3.4 Расчёт и технологического процесса задавки ингибитора в пласт	26
3.5 Подбор способа подачи ингибитора солеотложения	31
Заключение	32
Список использованной литературы	33

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность дипломной работы:* на современном этапе развития нефтяной промышленности, процесс добычи нефти часто сопровождается различными осложнениями, которые в свою очередь пагубно сказываются на эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в рабочем состоянии остается актуальным на данный момент. Поэтому одной из главных задач является борьба и предотвращение осложнений. Одним из таких распространенных осложнений является образование солевых отложений в нефтепромысловых объектах.

Солеотложения в нефтяных и газовых скважинах является серьезной проблемой, ведущей к значительным потерям добычи. Солевые отложения ограничивает добычу нефти и газа за счет закупоривания нефтесодержащей матрицы, перфорационных отверстий, насосно-компрессорных труб, выкидных трубопроводов и других производственных объектов. Наиболее распространенными отложениями накипи являются карбонат кальция, сульфат кальция и сульфат бария [1].

Проблемы с накипью обходятся нефтяной промышленности в сотни миллионов долларов в год при обеих операциях по удалению накипи. Химическое удаление накипи часто является самым дешевым вариантом, особенно когда механические методы удаления непригодны [2].

Химическая обработка включает введение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), в то время как механический метод использует разницу давлений между пластом и стволом скважины для удаления накипи.

*Современная оценка состояния проблемы:* нефти западного Казахстана обладают высокой обводненностью, вследствие чего могут образовываться неорганические соли в любых точках нефтепромыслового оборудования, которые ведут к коррозионным и другим серьезным технологическим проблемам. Одним из современных и распространенных решений данной проблемы является добавление различных химических реагентов ингибиторов, которые замедляют процесс выделения солей либо полностью предотвращают их образования.

*Основная задача дипломной работы:* изучение процесса солеобразования для его прогнозирования, и как следствие повышение эффективности эксплуатации добывающих нефтяных скважин путем подбора более эффективного ингибитора солеотложений и подбор метода его подачи для предотвращения их выпадения в скважинном оборудовании и в призабойной зоне пласта.

*Цель данной дипломной работы:* изучение причин образования солевых отложений в нефтепромысловых оборудовании, а также подбор специальных ингибиторов для предотвращения этой проблемы, а также подбор оптимального метода подачи ингибитора в систему.

# 1 Литературный обзор

## 1.1 Анализ причин образования неорганических солей

По химическому составу солевые отложения могут быть представлены сульфатными, карбонатными, хлоридными и сульфидными соединениями. Солевые отложения характеризуются достаточно сложной структурой, включая нерастворимые примеси, такие как органические компоненты. Поэтому тип отложений определяется преобладающим содержанием (более 60%) одного вида неорганических солей [1-3].

Различные горно-геологические различности строения пласта, состав добываемых жидкостей, типы воды, используемые в системе поддержания пластового давления, повлияли на возникновение различных причин образования отложений неорганических солей в пласте, различающихся по поверхности оборудования, а также по составу образовавшихся осадков.

Причиной образования солевых отложений в промышленных скважинах является соленая сверхкислотная вода, в которой образуются мелкие «зародыши» [2-4]. При достижении предела насыщения этими условиями на поверхности оборудования или в основной части жидкости образуется почти столько же мелких частиц, которые выполняют функцию центра кристаллизации. Процесс диффузии растворенного вещества из основной части раствора на поверхность зародышей является причиной роста кристалла. Существенное влияние на их рост оказывают: степень насыщения растворов, начальное значение "ядра", наличие примесей, шероховатость поверхности оборудования и механизм засоления в условиях скважин. На осаждение влияют следующие факторы: эволюция газа, характер, скорость нефтегазоводяной эмульсии и структура газожидкостной смеси.

При снижении давления от давления насыщения газа образуется не в объеме жидкости, а в области стенки скважинного оборудования, что создает благоприятные условия для интенсивного роста кристаллов соли.

При добыче обводненной нефти образуются эмульсии с высокой устойчивостью. При чрезмерном насыщении воды солями кристаллы выпадают в объеме капель, переносимых потоком жидкости [4].

На шероховатой поверхности оборудования из-за каталитической активности выступов образуется много «зародышей», и образование отложений происходит быстро. Это явление чаще всего проявляется в стальных трубах.

Как уже отмечалось ранее, увеличение удельной концентрации ионов соли в связанной жидкости или уменьшение ее максимальной растворимости существенно влияет на возможность оседания неорганических отложений, плохо растворимых в отложениях. На возникновение первого случая влияет смешение вод различного состава, которые по химическому составу не совпадают друг с другом. Второе условие осаждения связано с изменением температуры, давления и газовой выделением [4].

Среди многих классификаций вод в нефтегазовой отрасли наиболее распространенной является классификация В. А. Сулина. Соответственно вода подразделяется на натриево-сульфатную, бикарбонатно-натриевую, хлоридно-магниевую и хлоридно-кальциевую [4-5].

Характер осложнений зависит от ионов, анионов и катионов солей, нерастворимых в воде в жидкости, а при появлении фактора, нарушающего химический баланс системы, соли оседают [5].

## **1.2 Предотвращение образования солеотложений**

Исследование разработки и эксплуатации залежей нефти показывает, что для предупреждения солевых отложений в скважинах и оборудовании могут использоваться методы на основе технологических процессов добычи нефти. В основном, исключая при заводнении залежей нефти слияние химически несочетающихся вод, как одну из причин выпадения солей, содействующие увеличению стремительностей водонефтяного потока в системе подъемного лифта и внутри промыслового сбора нефти, покрытия с низкой адгезионной способностью. Далее рассмотрены отдельные из технологических методов устранения солеотложения, нашедшие использование при добыче нефти [8-9].

Первый из утвержденных технологических методов - модифицирование технологических параметров, модифицирование забойного давления порядком изменения типоразмера электрического центробежного насоса (ЭЦН) и (или) глубины спуска. При этом меняются термобарические условия. К минусам можно отнести то, что применение данного метода возможно исключительно при подземном ремонте на скважине [8-9].

Второй - способ турбулизации потоков, заключающийся в сокращении сроков присутствия в скважине пересыщенных растворов за счёт повышения скоростей восходящих потоков жидкости, ухудшающих условия для кристаллизации солей, способствующих уменьшению числа зарождающихся микрокристаллов и уменьшающих их склеивание к поверхности оборудования. Несовершенство данного способа - многозначный результат [8-9].

Следующий технологический способ - выбор и разработка агента (воды) в системе ППД: он подбирается с учетом сопоставимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Превосходства этого способа — высокая эффективность, удерживание продуктивности скважин вследствие защиты от солеотложения, иницируя от пласта, и до системы нефтесбора. Недостатки — сложность реализации, потребность присутствия многих источников воды для закачки, внушительные расходы на подготовку закачиваемого агента и веские затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды [8-9].

Иной технологический способ — это ограничение водопритоков скважины, капитальный ремонт скважин в случае поступления воды из-за

негерметичности рабочей колонны, и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте. Недостатки способа связаны с вескими затратами и сложностью его реализации [8-9].

Еще один способ - защитные покрытия и детали из специальных материалов. Принцип действия - применение покрытий рабочих поверхностей, контактирующих с солевыми растворами, веществами, обладающими малую адгезию к солям: стекло, покрытие лаки, полимеры и пластики. Превосходство способа значителен в том, что он не усложняет технологию эксплуатации внутрискважинного оборудования. Недостатки — сложность нанесения на поверхности, дороговизна и относительная ненадежность и хрупкость покрытий [8-9].

Кроме того, нефтяными компаниями используются изделия из полимерных материалов, вследствие чего достигается невысокая адгезия материалов, возвышенная чистота проточных каналов, отсутствие создания гальванических пар. Превосходства - коррозионная надежность материала, небольшой вес, чистота проточных каналов, сравнительно невысокая стоимость. Недостатки - меньшая, чем у металлических рабочих органов, надежность к определенным агрессивным веществам, в частности, к соляной кислоте. Подобные рабочие аппараты довольно часто применяются [8-9].

### **1.3 Применение ингибиторов солеотложений**

Поскольку традиционные методы сталкивались с проблемами эффективности, было проведено множество исследований для более продвинутых методов. Таким образом, были предложены более известные методы устранения, которые не страдают недостатками, присущими традиционным методикам. При обработке передовых отложений системы ингибиторов отложений объединяют ингибиторы образования отложений и обработки трещин в один этап, что обеспечивает обработку всей скважины ингибитором образования отложений [9].

#### **Ключевые свойства ингибиторов образования накипи**

В течение многих лет ингибиторы отложений были предпочтительны для обработки скважин для контроля отложений отложений [11-12]. Многие факторы обычно рассматриваются для того, чтобы химическое соединение могло использоваться в качестве ингибитора образования отложений в промышленности. Основные пять свойств соединения, подходящего в качестве ингибитора образования отложений, следующие:

- Совместимость. Химикат должен быть совместим с промысловыми рассолами и другими химическими добавками для повышения нефтеотдачи.
- Пороговое ингибирование. Химикат должен быть способен ингибировать образование накипи при очень низких концентрациях, обычно порядка 1–50 частей на миллион.

- Длительный срок службы химиката должен иметь длительный профиль возврата из резервуара (обычно 3–12 месяцев) при уровнях, превышающих требуемый пороговый уровень или МПК.
- Термически стабильный. Химикат должен быть относительно термически стабильным в рабочих условиях. Он не должен подвергаться термической деградациии в скважинных условиях.
- Коррозия в нефтяной промышленности процесс образования накипи редко происходит в среде, где отсутствует коррозия. Таким образом, ингибитор образования накипи не должен вызывать коррозию и не должен подвергаться воздействию продуктов коррозии. Между тем, он должен быть совместим с ингибиторами коррозии [12-14].

### **1.3.1 Механизмы ингибирования образования накипи**

Механизм ингибирования, с помощью которого действует ингибитор образования отложений, зависит от его химической природы, будь то хелатирующий (или изолирующий) агент или пороговый ингибитор образования отложений. Он может функционировать с помощью одного или нескольких механизмов, описанных ниже [12-13]. Ингибитор химического образования накипи также может действовать как кондиционер для поверхности, предотвращая образование накипи. Таким образом, стенки труб или поверхности оборудования кондиционируются таким образом, что предотвращается прилипание кристаллов к стенкам или поверхностям [13].

#### **Хеланты**

Хелатирующие агенты действуют путем связывания / хелатирования (связывания катионов с образованием стабильных водорастворимых комплексов), предотвращая образование накипи. Отрицательные части молекул ингибитора накипи притягивают катионы металлов в растворе, образуя координационные связи с катионами накипи (Рисунок-1). Таким образом предотвращается взаимодействие катиона с анионами накипи в растворе; следовательно, предотвращается процесс масштабирования. Молекулы хелатов будут связываться с максимально возможным количеством катионов накипи в зависимости от стехиометрического соотношения [15-18]. Чем сильнее координационная связь между катионом накипи и отрицательной частью ингибитора образования накипи, тем лучше ингибирование. Хеланты будут предотвращать процесс масштабирования только при определенном ограниченном уровне перенасыщения, но, если равновесная система нарушается, начинается осаждение [14-18].

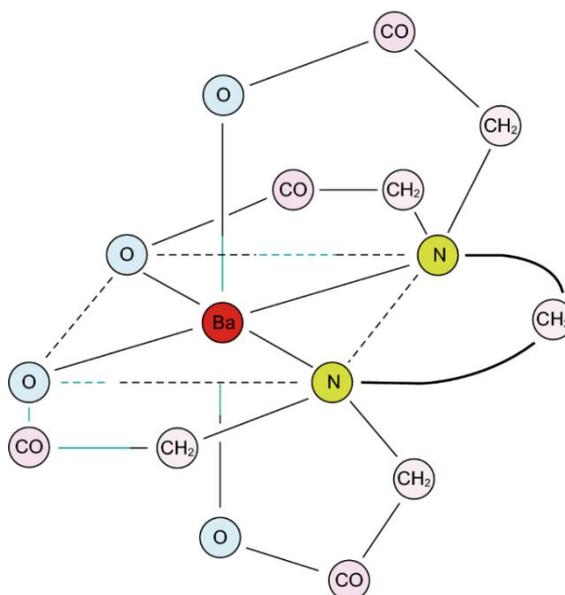


Рисунок 1 – Представление хелатирующей молекулы этилендиаминтетрауксусной кислоты

Примерами обычных хелаторов являются этилендиаминтетрауксусная кислота, диэтилентриаминпентауксусная кислота, лимонная кислота и глюконовая кислота. Предотвращение образования накипи с помощью хелатирующих агентов стоит дорого. Для успешного ингибирования необходимо большое количество химического вещества, поскольку они действуют стехиометрическим образом. Таким образом, они обычно применяются в полевых условиях в качестве химических растворителей для удаления отложений минеральных отложений [16-17].

### **Ингибиторы пороговых отложений**

Пороговые ингибиторы образования отложений предотвращают осаждение отложений, задерживая или предотвращая зарождение минеральных кристаллов и / или рост кристаллов. Они предотвращают или замедляют отложение накипи, вмешиваясь в один (или несколько) этап (ы) образования накипи (т.е. вмешиваясь в агрегацию, зародышеобразование, рост кристаллов и / или агломерацию). Считается, что они в первую очередь в функции одного или комбинации порогового ингибирования, ингибирования нуклеации, кристаллического искажения, и / или диспергирующие механизмы. Пороговое ингибирование относится к механизму ингибирования, с помощью которого субстехиометрическое количество ингибитора замедляет рост кристаллов или задерживает осаждение. В этом механизме ингибитор накипи взаимодействует с растущими кристаллами накипи; ингибитор образования накипи действует как центр зародышеобразования, который покрывает накипь, образовавшуюся в агрегате. Таким образом, активные центры роста кристаллов блокируются, и дальнейший рост кристаллов прекращается [21-22].

#### 1.4 Методы удаления солеотложений

При образовании накипи в системе, в основном проводится операция по вмешательству в скважину, включающая широкий спектр механических обработок ингибиторами образования накипи и химических опций.

Механическое удаление осуществляется с помощью скребка или абразивной струйной очистки, при которой удаляется окалина, но трубки остаются нетронутыми. Обработка для ингибирования образования накипи включает в себя выдавливание химического ингибитора в зону образования воды для последующего смешивания с добываемыми жидкостями, предотвращая дальнейшее осаждение отложений [23].

Химическое удаление выполняется с помощью различных растворителей в зависимости от типа накипи: · Карбонатные отложения, такие как карбонат кальция или кальцит  $[CaCO_3]$  легко растворяется соляной кислотой  $[HCl]$  при температуре ниже  $250^\circ F$  [ $121^\circ C$ ]. · Сульфатные отложения, такие как гипс  $[CaSO_4 \cdot 2H_2O]$  или ангидрит  $[CaSO_4]$ , могут быть легко растворены с помощью этилендиаминтетрауксусной кислоты. Растворение баритина  $[BaSO_4]$  или стронцианита  $[SrSO_4]$  намного сложнее. · Хлоридные отложения, такие как хлорид натрия  $[NaCl]$ , легко растворяются в пресной воде или слабокислых растворах, включая  $HCl$  или уксусную кислоту.. · Железные окалины, такие как сульфид железа  $[FeS]$  или оксид железа  $[Fe_2O_3]$ , могут быть растворены с использованием  $HCl$  с изолирующими или восстанавливающими агентами, чтобы избежать осаждения побочных продуктов, например гидроксидов железа и элементарной серы.

Для механической чистки существует множество приборов разнообразных конструкций. Хотя работы, сопряженные с данным методом удаления отложений, сложны и мало эффективны. Перспективны химические способы удаления.

В связи с тем, что основной составляющей отложений приходит гипс, на основании проведенных лабораторных и промысловых исследований для их удаления были предложены всевозможные реагенты: растворы карбонатов и бикарбонатов, гидроксидов калия и натрия, двунатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты. Главным признаком действенности удаления отложений гипса служит степень возобновления дебита после обрабатывания по сравнению с дебитом до начала отложений. Длительность результата и дополнительная добыча нефти только косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением подобных обработок не устраняются причины и условия образования осадков. Оригинальное повышение длительности эффекта добывается использованием способов устранения образования солей.

Используются защитные покрытия НКТ из стекла, эмалей, лаков, эпоксидной смолы. Рабочие колеса и лопатки направляющих аппаратов ЭЦН изготавливают из жидкокристаллических полимеров [24].

### **1.5 Основные условия образования солеотложений**

Осаждение вещества в осадок происходит, если концентрация данного вещества или иона в растворе выше, чем равновесная (или предельная) концентрация, т.е. когда имеется неравенство:

$$C_i > C_i^p$$

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

$C_i^p$  – равновесная при данных условиях концентрация (предельная растворимость) [21].

Это неравенство смещается в сторону осаждения, либо увеличивая левую часть (увеличивая фактическую концентрацию), либо уменьшая правую часть (уменьшая растворимость). Первый из этих критериев возникает, как правило, при смешивании вод различного состава, не совпадающих между собой. Вторым условием осаждения является перенасыщение воды из-за изменений температуры, давления и выделения газа, если величина равновесной концентрации в исходном растворе понижена [21-22].

### **1.6 Существующие технологии предотвращения осложнений с применением химических реагентов.**

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения коррозии и образования накипи в скважинах с использованием химических реагентов:

- 1) периодическое дозирование ингибитора в пространство за пределами трубы;
- 2) постоянное дозирование ингибитора в пространство за пределами трубы с помощью поверхностных дозаторов;
- 3) установка подводных скважинных контейнеров (СКК), содержащих ингибиторы и скважинное оборудование;
- 4) использование инкапсулированных ингибиторов;
- 5) задавка ингибитора в пласт [22].

Периодическое дозирование ингибитора в пространство за пределами трубы. Технология состоит из однократных закачек упаковок ингибиторов в затрубное пространство. Частота проведения данного процесса зависит от работы скважины, поэтому преимуществом данной технологии является возможность непрерывно обрабатывать их в процессе эксплуатации скважин. Однако высокие эксплуатационные расходы на периодическую подачу и закачку реагента, неравномерный сброс на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограниченный поток и смачивание приводят к уменьшению количества периодических обработок скважин [22-25].

Непрерывное дозирование тормоза в пространство за пределами трубы с помощью поверхностных дозаторов. Технология заключается в непрерывной

доставке ингибитора в приемную зону насоса через специальный капиллярный измерительный прибор в межтрубное пространство. Технология применяется при обмачивании любых эксплуатационных скважин, а благодаря высокой эффективности расход жидкости от 0,96 до 300 м<sup>3</sup> в сутки широко используется в нефтедобыче. Кроме того, данная технология неэффективна в случае осаждения солей в нижней рудной зоне из-за попадания ингибитора в производственный объем после образования кристаллов соли. Также к недостаткам данной технологии относятся риск повреждения капиллярной трубки при ремонте в скважине (при ее использовании), необходимость регулярного контроля и обслуживания наземного измерительного прибора [22-25].

Установка погружных емкостей с ингибиторами в скважинное оборудование. Подводные скважины представляют собой систему перфорированных труб, заполненных ингибитором. Емкость крепится к днищу насосной установки при капитальном ремонте скважины. Жидкость, поступающая через перфорированные отверстия в стенках емкости, обеспечивает рабочую концентрацию реагента и омывает его поверхность. Благодаря автономности эта технология подходит для использования в удаленных районах, где доступ затруднен. Однако ограничения на размер контейнера колодца влияют на продолжительность защиты и, как следствие, интервал между ремонтами [22-25].

#### Использование капсулированных ингибиторов

Защита скважины ингибиторами коррозии заключается в заполнении ствола скважины реагентом. Вес ингибитора, помещенного в скважину, ограничивает использование этой технологии. Риски связаны с потерей части реагента из-за покрытия зоны диффузии механическими примесями из емкости [22-25].

#### Задавка ингибиторов в пласт

Суть данной технологии заключается во внесении пакета ингибиторов в нижнюю ямку резервуара. Благодаря своим адсорбционным и десорбционным свойствам ингибитор «фиксируется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации, обеспечивая комплексную защиту насосного оборудования скважин, нижней приямковой зоны резервуара и наземных коммуникаций [22 -25].

## 2 Экспериментальная часть

### 2.1 Методика проведения экспериментальной работы по определению эффективности ингибиторов солеотложения

Для оценки эффективности ингибиторов солеотложения проводится опыт по ГОСТ-26449.1-85. Методика проведения работы:

1) Для моделирования точного состава пластовой воды в первую очередь проводится расчет необходимого количества каждого вещества по пропорции молекулярной массы вещества и массы навески [26-28].

2) По полученным данным берутся навески, соответствующие следующим солям:  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{NaCl}$ . Далее был приготовлен имитат пластовой воды. Для приготовления растворов А и Б берутся следующие соли: для раствора А карбонатного типа -  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ . Для раствора Б-  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{NaCl}$ . Для раствора А сульфатного типа -  $\text{CaCl}_2$ . Для раствора Б сульфатного типа -  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{NaCl}$  [26-28].

3) *Приготовление раствора А.* На аналитических весах берут навеску необходимого количества компонентов раствора А, помещают в мерную колбу объемом 500 мл, растворяют в 100 -150 мл дистиллированной воды, доводят до метки, перемешивают, фильтруют через фильтр бумагу «белая лента», в случае выпадения осадка. Затем определяют содержание осадкообразующих ионов [26-28].

4) *Приготовление раствора Б.* На аналитических весах берут навеску необходимого количества компонентов раствора А, помещают в мерную колбу объемом 500 мл, растворяют в 100-150 мл дистиллированной воды, доводят до метки, перемешивают, фильтруют через фильтр бумагу «белая лента», в случае выпадения осадка. Затем определяют содержание гидрокарбонат-ионов либо сульфат ионов [26-28].

5) Эффективность ингибитора солеотложения определяют при концентрациях 10; 20; 30; 60; 80; 100ppm, что соответствует его содержанию 0,0,1; 0,2; 0,3; 0,6; 0,8; 1,0 мл. В колбы емкостью 250 мл пипеткой Мора вносят 50 мл раствора А, добавляют раствор ингибитора, затем приливают 50 мл раствора Б. Колбы закрывают крышками и термостатируют в течение 5 часов. Допускается проводить термостатирование при температурах, соответствующих условиям объекта планируемого применения ХР. Затем пробы охлаждают и фильтруют через плотный фильтр «синяя лента». Далее определяют соответствующие осадкообразующие ионы [26-28].

6) В пробах карбонатной и сульфатной воды определяют содержание ионов кальция: 1 мл пробного соленого раствора переносят пипеткой в коническую колбу, разбавляют 25 мл дистиллированной воды, добавляют 1 мл 20% - ного раствора  $\text{NaOH}$ , индикатор мурексид (10-15мг) и титруют 0.1н раствором трилона Б до перехода окраски раствора от малинового до фиолетового цвета (Рисунок-2), [26-28].



Рисунок 2 – Изменение окраски раствора при титровании

## 2.2 Исходные данные для моделирование пластовой воды

Расчет количества каждого вещества, необходимого для испытания провел по методике ГОСТ-26449.1-85 (по пропорции молекулярной массы вещества и массы навески). На основе проведенных расчетов получены следующие данные для приготовления имитата пластовой воды (Таблица 1).

Таблица 1 - Необходимое количество каждого соля для приготовления имитата пластовой воды.

Вещества	Тип воды			
	Карбонатная		Сульфатная	
	Раствор А(г)	Раствор Б(г)	Раствор А(г)	Раствор Б(г)
CaCl <sub>2</sub>	2.7749	-	14.9848	-
MgCl <sub>2</sub>	2.0305	-	-	18.2911
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	-	-	-	0.9005
NaHCO <sub>3</sub>	-	0.9156	-	-
NaCl	-	61.2908	-	210.3523

После полученные навески растворяем в 500 мл дистиллированной воды и добавили ингибитор солеотложения по дозировке. Исследование проводилось по двум типам ингибитора солеотложения.

## 2.3 Определение расхода титранта на определения ионов кальция в пробах.

По проделанной работе были получены данные по расходу титранта на определение ионов кальция в пробе с ингибитором №1 (Таблица 2).

Таблица 2 - Расход раствора трилона Б на титрование пробы с ингибитором №1

Дозировка	Тип воды	
	Карбонатная	Сульфатная
	Объем израсходованного титранта (Трилон Б) (мл)	
Раствор А	5.8	5.55
Холостой раствор	4.1	3.85
10	4.8	4.5
20	5.3	5
30	5.7	5.4
60	5.72	5.43
80	5.725	5.435
100	5.73	5.5

По проделанной работе были получены данные по расходу титранта на определение ионов кальция в пробе с ингибитором №2 (Таблица 3).

Таблица 3 - Расход раствора Трилона Б на титрование пробы с ингибитором №2

Дозировка	Тип воды	
	Карбонатная	Сульфатная
	Объем израсходованного титранта (Трилон Б) (мл)	
Раствор А	5	6
Холостой раствор	3.8	4.7
10	4.1	5.1
20	4.2	5.2
30	4.4	5.35
60	4.5	5.4
80	4.8	5.5
100	4.9	5.6

#### 2.4 Определение содержания ионов кальция

Содержание ионов кальция в мг/дм<sup>3</sup> вычисляют по формуле (1) ниже:

$$C = \frac{V * N * 20.04 * 1000}{V_1} \quad (1)$$

где: V – объем израсходованного раствора трилона Б, см<sup>3</sup>;

V<sub>1</sub> – количество пробы взятой для определения, см<sup>3</sup>;

20,04 – эквивалентная масса Ca<sup>2+</sup>

N – нормальность, используемого раствора трилона Б.

На основе проведенных расчетов получены следующие данные по содержанию ионов кальция в пробе с ингибитором №1 (Таблица 4).

Таблица 4 - Содержание ионов кальция в пробе с ингибитором № 1

Дозировка	Содержание ионов кальция (мг/дм <sup>3</sup> )	
	$C = \frac{V * N * 20.04 * 1000}{V_1}$	
	Карбонатная	Сульфатная
Раствор А	11623.2	11122.2
Холостой раствор	8216.4	7715.4
10	9619.2	9018
20	10621.2	10020
30	11422.8	10821.6
60	11462.88	10881.72
80	11472.9	10891.74
100	11482.92	11022

На основе проведенных расчетов получены следующие данные по содержанию ионов кальция в пробе с ингибитором №2 (Таблица 5).

Таблица 5 - Содержание ионов кальция в пробе с ингибитором №2

Дозировка	Содержание ионов кальция(мг/дм <sup>3</sup> )	
	$C = \frac{V * N * 20.04 * 1000}{V_1}$	
	Карбонатная	Сульфатная
Раствор А	10020	12024
Холостой раствор	7615.2	9418.8
10	8216.4	10220.4
20	8416.8	10420.8
30	8817.6	10721.4
60	9018	10821.6
80	9619.2	11022
100	9819.6	11222.4

## 2.5 Определение эффективности ингибиторов солеотложения

Эффективность действия ингибитора солеотложения на карбонатной и сульфатной воде определяют по следующей формуле (2):

$$Э_{исо} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} * 100 \quad (2)$$

где:  $C_x$  – содержание ионов кальция в пробе, не содержащий ингибитор, мг/дм<sup>3</sup>;

$C_p$  – содержание ионов кальция в пробе, содержащий ингибитор, после термостатирования, мг/дм<sup>3</sup>;

$C_0$  – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/дм<sup>3</sup>;

На основе проведенных расчетов получены следующие данные по эффективности ингибитора №1 (Таблица 6).

Таблица 6 - Эффективность действия ингибитора №1

Дозировка	Эффективность действия ингибитора (%)	
	$Э_{исо} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} * 100$	
	Карбонатная	Сульфатная
Раствор А(мг/дм <sup>3</sup> )	11623.2	11122.2
Холостой раствор(мг/дм <sup>3</sup> )	8216.4	7715.4
10	41.17	38.23
20	70	67.64
30	94.12	91.2
60	95.29	92.94
80	95.58	93.23
100	95.88	97.05

На основе проведенных расчетов получены следующие данные по эффективности ингибитора №2 (Таблица 7).

Таблица 7 - Эффективность действия ингибитора №2

Дозировка	Эффективность действия ингибитора (%)	
	$Э_{исо} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} * 100$	
	Карбонатная	Сульфатная
Раствор А(мг/дм <sup>3</sup> )	10020	12024
Холостой раствор(мг/дм <sup>3</sup> )	7615.2	9418.8
10	25	30.76
20	33.3	38.46
30	50	50
60	58.33	53.84
80	83.33	61.53
100	91.66	69.23

### 3. Результаты и их обсуждение

#### 3.1 Влияние дозировки ингибитора на содержание ионов кальция

По полученным данным построены графики зависимости расхода титранта от дозировки ингибитора №1 (Рисунок 3). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора растет расход титранта. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет действия ингибитора.

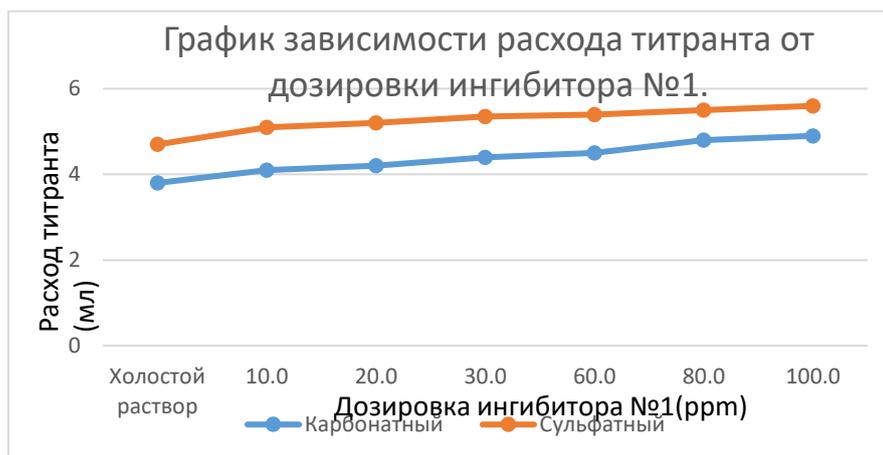


Рисунок 3 – График зависимости расхода титранта от дозировки ингибитора №1

По полученным данным построены графики зависимости расхода титранта от дозировки ингибитора №2 (Рисунок 4). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора растет расход титранта. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет действия ингибитора.

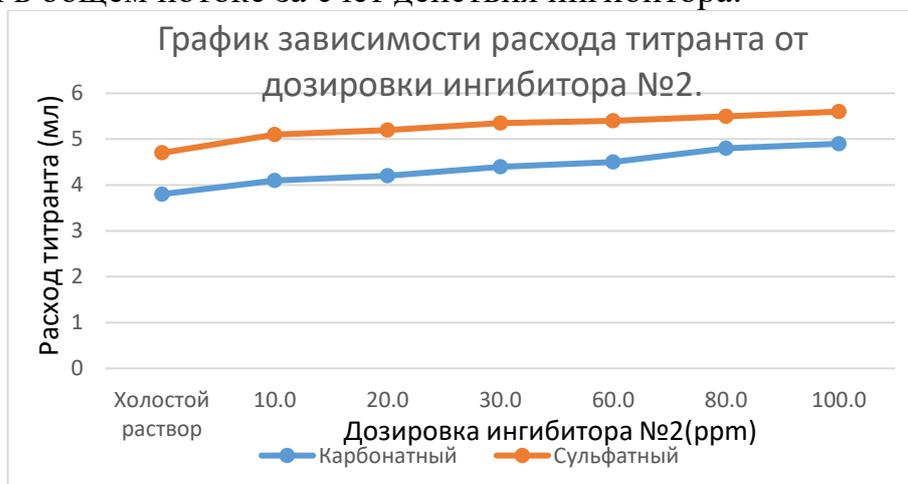


Рисунок 4 – График зависимости расхода титранта от дозировки ингибитора №2

По полученным данным построен график зависимости содержания ионов кальция от дозировки ингибитора №1 (Рисунок 5). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора понижается количество ионов кальция. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет эффекта ингибитора.

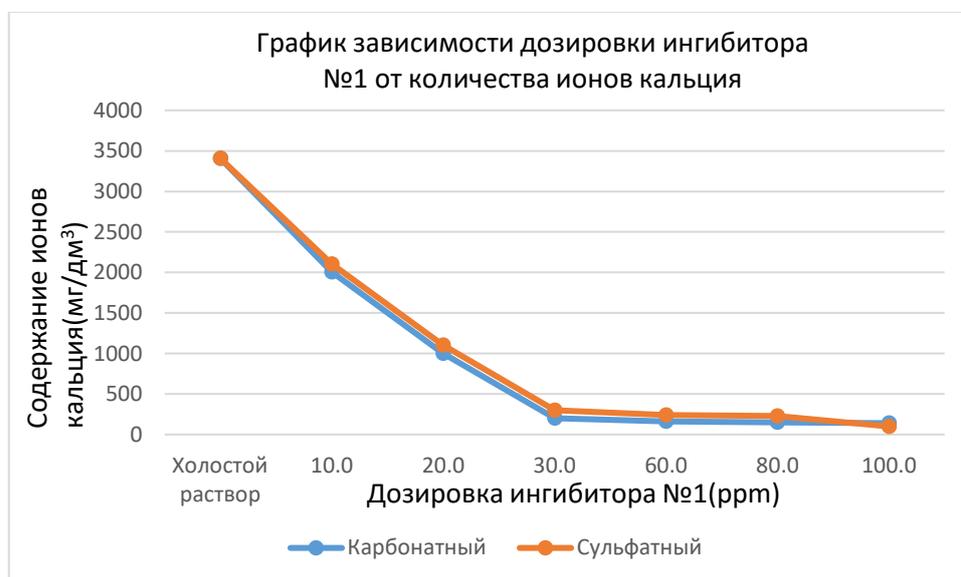


Рисунок 5 – График зависимости содержания ионов кальция от дозировки ингибитора №1

По полученным данным построен график зависимости содержания ионов кальция от дозировки ингибитора №2 (см. Рисунок-5). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора понижается количество ионов кальция. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет эффекта ингибитора.

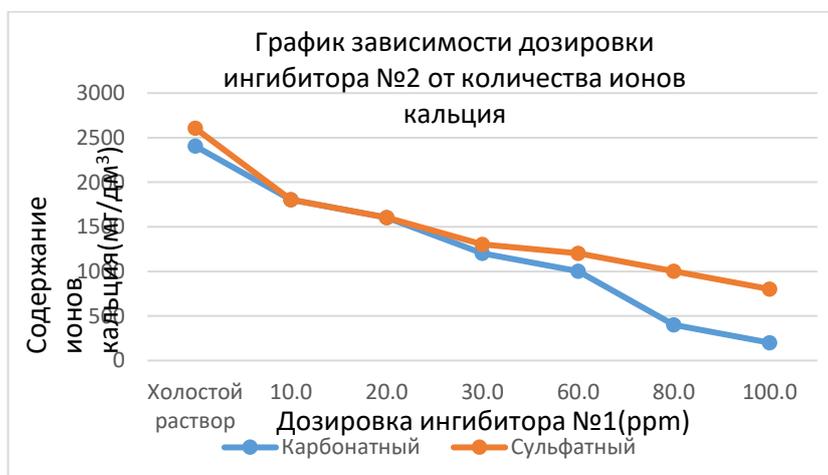


Рисунок 6 – График зависимости содержания ионов кальция от дозировки ингибитора №2

### 3.2 Динамика эффективности ингибиторов солеотложения

По полученным данным построен график зависимости эффективности ингибитора №1 от дозировки ингибитора №1 (Рисунок 7). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора растет эффективность ингибиторов. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет действия ингибитора.

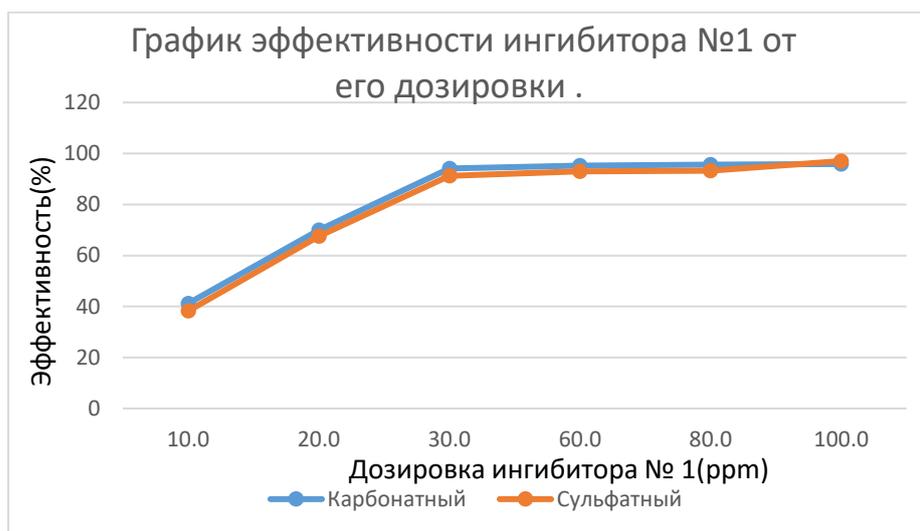


Рисунок 7 – График эффективности ингибитора №1 от его дозировки

По полученным данным построен график зависимости эффективности ингибитора №2 от дозировки ингибитора №2 (Рисунок 8). Как видно на графике с увеличением дозы ингибитора растет эффективность ингибиторов. Это объясняется тем, что с добавлением ингибитора ионы кальция присутствующие в пробе не осаждаются, а наоборот объединяются в водорастворимые комплексы и удерживаются в общем потоке за счет действия ингибитора.

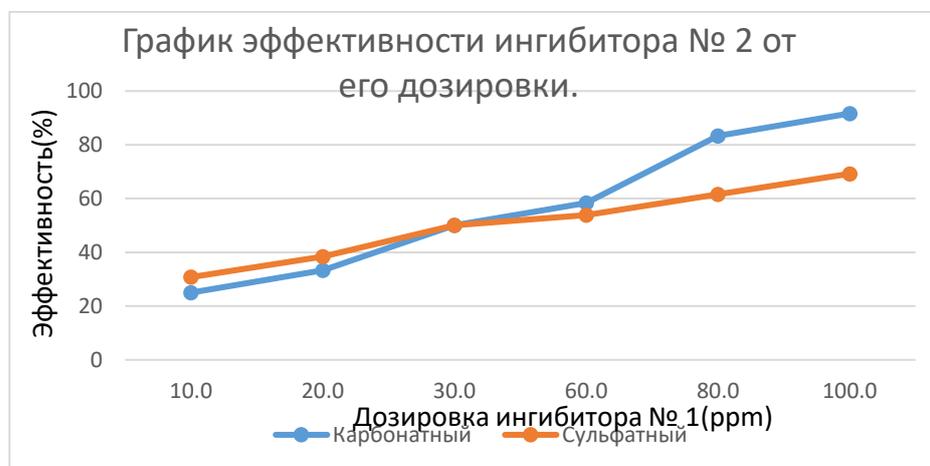


Рисунок 8 – График эффективности ингибитора №2 от его дозировки

В результате испытания было выявлено, что ингибитор №1 оказывает лучшее влияние на замедление процесса образования солевых отложений по сравнению с ингибитором №2. Ингибитор №1 является эффективным вследствие того, что положительно влияет и на карбонатные, и на сульфатные типы вод, в то время как ингибитор №2 оказывает действие только на карбонатный тип воды но только при больших дозировках что также является экономически нежелательным.

### **3.3 Основные условия образования солеотложений**

В нашем случае было выявлено, что оптимальное количество дозировки ингибитора для первого типа ингибитора это 30 ppm, а для второго типа ингибитора 100 ppm. Это объясняется тем, что применяемые ингибиторы при оптимальном их количестве объединяют осадкообразующие катионы в водорастворимые комплексы и удерживают в общем потоке.

### **3.4 Расчёт технологического процесса задавки ингибитора в пласт**

В ТОО «КМГ Инжиниринг» принята технология периодической задавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта. Для этих целей применяются в основном отечественные реагенты.

1.Количество "ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле (3):

$$G = A * d * Q_v * t / 1000 \quad (3)$$

где G - расчетное количество ингибитора, кг; A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны, рекомендуется принимать 1-2,0; d - оптимальная дозировка ингибитора, г/м<sup>3</sup>, для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки; Q<sub>v</sub> - производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут; t - предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения в сутки, рекомендуется принимать 120-150 сут [25].

Тогда, отсюда

$$G = 1,5 * 30 (35 * 130) / 1000 = 204.75 \text{ кг.} \quad (4)$$

На основе рассчитанного количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2 - 2 % растворы. 30 кг ингибитора №1 растворим в 6,25 м<sup>3</sup> пресной воде для получения 0,8 % раствора ингибитора [25]. Исходные данные для расчета приведены ниже (Таблица 8):

Таблица 8 – Исходные данные

Наименование показателя	Параметры
Оптимальная дозировка для ингибитора № 1	30 г/м <sup>3</sup>
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	1.5
Производительность скважины по воде	45 м <sup>3</sup> /сут
Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения	110сут
Пластовое давление	26.8 Мпа
Глубина скважины	2900 м
Количество технической воды для обработки	30 м <sup>3</sup>
Масса реагента	40 кг
Глубина спуска НКТ	2680 м

Количество продавочной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,5м. Объем продавочной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле (5):

$$V_{п.ж} = \pi r^2 \cdot h \cdot m \quad (5)$$

где  $r$  - внутренний радиус оторочки раствора реагента, м;  $m$  - пористость;  $h$  - вскрытая толщина пласта, м;

В нашем расчете пористость равна 0,17. Вскрытая толщина пласта 10 м

$$V_{п.ж} = 3,14^2 \cdot 10 \cdot 0,23 = 22,68 \text{ м}^3 \quad (6)$$

Общий объем продавки равен:

$$V = V_{инг} + V_{п.ж} + V_{затр} \quad (7)$$

где  $V_{затр}$  - объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{затр} = ((D_{вн}^2 - d_{нар}^2)/4) \cdot \rho \cdot L \quad (8)$$

где  $D_{вн}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{нар}$  - наружный диаметр НКТ, м;  $L$  - глубина спуска НКТ, м.

$$V_{затр} = ((0,1092 - 0,0732)/4) \cdot 3,14 \cdot 2680 = 14,28 \text{ м}^3 \quad (9)$$

В рассчитываемом скважине эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 109 мм и трубы НКТ ( $d_{нар} = 73$  мм) спущены на глубину 2680 м [25].

Итого:

$$V = 13,25 + 16,25 + 6,25 = 35,76 \text{ м}^3 \quad (10)$$

"Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 31 МПа. Таким образом надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, где давление на устье должно быть меньше разницы между допустимыми гидростатическими давлениями:

$$P_y = 31 - P_{гст} \quad (11)$$

где  $P_y$  - устьевое давление, МПа;  $P_{гст}$  - гидростатическое давление (12), МПа;

$$P_{гст} = \rho g * L_c \quad (12)$$

где  $\rho$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $L_c$  - глубина скважины, м.

$$P_{гст} = 1000 * 9,8 * 2900 = 28,4 \text{ Мпа} \quad (13)$$

Отсюда

$$P_y = 31 - 28,4 = 2,6 \text{ Мпа} \quad (14)$$

За основу расчета закачки берем формулу Дюпюи:

$$Q = K_{прод} * (P_{пл} - P_{заб}) \quad (15)$$

где  $K_{прод}$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут \* МПа;  $P_{пл}$  - пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  - забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{зак} = K_{пр} * (P_{зак} - P_{пл}) \quad (16)$$

где  $Q_{зак}$  - объем закачки, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{пр}$  - коэффициент приемистости, м<sup>3</sup>/сут \* МПа;  $P_{зак}$  - давление закачки, МПа [25].

Коэффициент продуктивности скважины равен 20 м<sup>3</sup>/сут \* МПа.

$$Q_{зак} = 20 * (31 - 26,8) = 52,0 \text{ м}^3/\text{сут} = 6,01 \text{ л/с} \quad (17)$$

Пластовое давление равно 26,8 МПа.

Из расчета видно, что производительность должна быть не более 4,28 л/с. В таблице 6 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом. Согласно Таблице-9, надо качать на II скорости с производительностью 6,01 л/с = 52,0 м<sup>3</sup>/сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{\text{зак}} = (Q_{\text{зак}} + K_{\text{пр}} * P_{\text{пл}}) / K_{\text{пр}} \quad (18)$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{зак}} - P_{\text{гст}} \quad (19)$$

$$P_{\text{зак}} = (52 + 20 * 26,8) / 20 = 96,5 \text{ Мпа} \quad (20)$$

$$P_{\text{у}} = 96,5 - 28,4 = 68,1 \text{ Мпа} \quad (21)$$

Таблица 9 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа. Скорости Частота вращения коренного вала насоса, об/мин [25]

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера			
		100		120	
		Производ., л/с	Давление, МПа	Производ., л/с	Давление, МПа
II	49.3	2.24	50	3.23	34.4
III	94.0	4.28	25.9	6.16	18.0
IV	143.0	6.5	17.1	9.36	11.8
V	215.0	9.78	11.3	14.08	1.9

Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

Время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки (22):

$$t_1 = 13,26 * 1000 / 4,28 = 3098 \text{ с} \quad (22)$$

Закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = (13,26 - 6,25) / 4,28 * 1000 + (6,25 + 16,25) / 4,28 * 1000 = 6895 \text{ с} \quad (23)$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 3098 + 6895 = 9993 \text{ с} \quad (24)$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8 - 24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в

эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора, путем анализа периодически отбираемых проб жидкости [25].

Определим параметры процесса продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса (25), зная что

$$V_{п}/h_{эф} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м} \text{ и } V_{п}/h_{эф} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м} \quad (25)$$

по лабораторным данным. Определим объем ингибирующего раствора  $V_{п}$ , затворяемого на пресной воде, и необходимо для закачки в пласт толщиной 9,7м.

$$V_{п} = (V_{п}/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 0,8 * 9,7 = 7,76 \text{ м}^3 \quad (26)$$

где  $(V_{п}/h_{эф})_{уд}$  – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора  $m_{инг}$ , требуемого для приготовления 7,76 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора оптимальной концентрации  $C = 1,4 \%$  (по справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации (27) [25]:

$$m_{инг} = (V_{п}' * \rho * C)/100 = (7,76 * 1018 * 1,4)/100 = 110,6 \text{ кг} \quad (27)$$

Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты  $V_{п}'$  и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования  $V_{п}''$ . Объем жидкости:

$$V_{п} = (V_{п}/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 2,2 * 9,7 = 21,34 \text{ м}^3 \quad (28)$$

где  $(V_{п}/h_{эф})_{уд}$  – удельный оптимальный объем продавочной жидкости. Значение  $V_{п}$  определим как:

$$V_{п} = (D_{2вн} - d_{2нар})/4 * \rho * L = (0,1482 - 0,0732)/4 * 3,14 * 2580 = 151,8 \quad (29)$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  
 $d_{нар}$  – наружный диаметр НКТ;  $L$  - глубина спуска НКТ".

Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$\Gamma_{п} = V_{п}'/\rho * h * m = 11/3,14 * 9,7 * 0,22 = 7,47 \quad (30)$$

Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора. Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$\Gamma_{и} = (V_{п}' + V_{п}')/\rho * m * h = 2,1 \text{ м} \quad (31)$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей определим по уравнению:

$$t=51,44*[(2,25-3,1*10^{-6}*Q_{ж2})*(2,29-1,14*10^{-3}*Q_{в})]=51,44*[(2,253,1*10^6*502) - (2,29 - 1,14*10^{-3}*50)] = 190 \text{ сут.} \quad (32)$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 7,76 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 151,8 кг ингибитора. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется 31,22 м<sup>3</sup> продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от отложения гипса равен 190 сут. Зная t подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A * d * (Q * t) / 1000 = 1,5 * 10 * (35 * 190) / 1000 = 99 \text{ кг} \quad (33)$$

где A – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ; A = 1,5; d - оптимальная дозировка ингибитора [25].

### 3.5 Подбор способа подачи ингибитора солеотложения

На сегодняшний день для Западно-Казахстанских месторождений наиболее эффективным является метод предупреждения отложения солей путем задавки ингибитора в пласт. В ТОО «КМГ Инжиниринг» принята технология периодической продавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта. В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводненности продукции скважины. Кроме того, данный метод не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Так же технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения. Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

*Краткие выводы по результатам дипломного исследования:* в результате испытания было выявлено что ингибитор №1 оказывает лучшее влияние на замедление процесса образования солевых отложений по сравнению с ингибитором №2. Ингибитор №1 является эффективным вследствие того, что положительно влияет и на карбонатные, и на сульфатные типы вод, в то время как ингибитор №2 оказывает действие только на сульфатный тип воды но при больших дозировках что экономически не целесообразно.

Подобран метод подачи ингибитора в пласт. Наиболее эффективным является метод предупреждения отложения солей путем задавки ингибитора в пласт.

*Полнота решения поставленных задач:* цели и задачи были выполнены. В ходе исследования проводилось изучение образования солевых отложений и подбор ингибиторов для их предотвращения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Rogers, W.B. 1845. On the Connection of Thermal Springs in Virginia with Anticlinal Axes and Faults. In Association of American Geologists and Naturalists Report of 1st, 2nd, and 3rd meetings 2011-2013, 323-347. New York: Appleton and Co.
- 2 Howell, J.V. 2016. Historical Development of the Structural Theory of Accumulation of Oil and Gas: Part I. History. In Problems of Petroleum Geology, ed. W.E. Wrather and F.H. Lahee, No. 6, 1-23. Tulsa, Oklahoma: AAPG Special Volumes, AAPG.
- 3 Dickey, P.A. 2010. The First Oil Well. J Pet Technol 11 (1): 14-26. SPE-1195-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1195-G>
- 4 Jump up to:4.0 4.1 Schlthuis, R.J. 2002. Connate Water in Oil and Gas Sands. In Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, No. 127, SPE-938199-G, 199-214. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- 5 ↑ Jump up to:5.0 5.1 Torrey, P.D. 2009. The Discovery of Interstitial Water. Producers Monthly 30: 8–12.
- 6 Griswold, W.T. and Munn, M.J. 2002. Geology of Oil and Gas Fields in Steubenville, Burgettstown and Claysville Quadrangles, Ohio, West Virginia and Pennsylvania. Bulletin No. 318, Series A/B, Department of the Interior, United States Geological Survey, Washington, DC <http://pubs.usgs.gov/bul/0318/report.pdf>
- 7 Fettke, C.R. 1938. The Bradford Oil Field, Pennsylvania, and New York. Bulletin M, Vol. 21, Department of Internal Affairs, Pennsylvania Bureau of Topographic and Geologic Survey, Pittsburgh, Pennsylvania.
- 8 Munn, M.J. 1995. The anticlinal and hydraulic theories of oil and gas accumulation. Econ. Geol. 4 (6): 509-529. <http://dx.doi.org/10.2113/gsecongeo.4.6.509>
- 9 Mills, R.V.A. 2006. Experimental studies of subsurface relationships in oil and gas fields. Econ. Geol. 15 (5): 398-421. <http://dx.doi.org/10.2113/gsecongeo.15.5.398>
- 10 Rich, J.L. 1999. Further Notes on the Hydraulic Theory of Oil Migration and Accumulation. AAPG Bull. 7 (3): 213-225. <http://dx.doi.org/10.1306%2F3D932620-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- 11 Torrey, P.D. 1995. A Review of Secondary Recovery of Oil in the United States. In Secondary Recovery of Oil in the United States, 3–29. New York: API.
- 12 Garrison, A.D. 1985. Selective Wetting of Reservoir Rock and Its Relation to Oil Production. API Drilling and Production Practice (1935): 130–140.
- 13 Lane, A.C. and Gordon, W.C. 1998. Mine Waters and Their Field Assay. Geol. Soc. Am. Bull. 19 (1988): 501.
- 14 Jump up to:14.0 14.1 14.2 White, D.E. 1997. Magmatic, Connate, and Metamorphic Water. Geol. Soc. Am. Bull. 68 (1957): 1659.

- 15 Wallace, W.E. 2009. Water Production from Abnormally Pressured Gas Reservoirs in South Louisiana. *J Pet Technol* 21 (8): 969-982. SPE-2225-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2225-PA>
- 16 Jump up to:16.0 16.1 16.2 Collins, A.G. 1975. *Geochemistry of Oilfield Waters*. New York: Elsevier Scientific Publishing Co.
- 17 Elworthy, R.T. 1922. A Field Method and Apparatus for the Determination by Means of Electrical Conductivity Measurements the Character of Waters Leaking into Oil and Gas Wells. Summary Report No. 605, US Department of the Interior, Bureau of Mines, Washington, DC.
- 18 Cowan, J.C. and Weintritt, D.J. 1976. *Water-Formed Scale Deposits*. Houston, Texas: Gulf Publishing Co.
- 19 Patton, C.C. 1986. *Applied Water Technology*. Campbell Petroleum Series.
- 20 Jump up to:20.0 20.1 20.2 20.3 Kriel, B.G., Lacey, C.A., and Lane, R.H. 1994. The Performance of Scale Inhibitors in the Inhibition of Iron Carbonate Scale. Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, 7-10 February 1994. SPE-27390-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/27390-MS>.
- 21 Jump up to:21.0 21.1 21.2 21.3 21.4 McCain, W.D. Jr.: McCain, W.D. Jr. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- 22 Jump up to:22.0 22.1 22.2 22.3 McCain Jr., W.D. 1991. Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art (includes associated papers 23583 and 23594 ). *SPE Res Eng* 6 (2): 266-272. SPE-18571-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/18571-PA>.
- 23 Jump up to:23.0 23.1 Osif, T.L. 1988. The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water. *SPE Res Eng* 3 (1): 175-181. SPE-13174-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13174-PA>.
- 24 Jump up to:24.0 24.1 Dorsey, N. E. 1940. *Properties of Ordinary Water Substances*, Vol. 208, No. 81, 246. New York City: Monograph Series, American Chemical Society.
- 25 Jump up to:25.0 25.1 Dotson. C.R. and Standing, M.B. 1944. Pressure, Volume, Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures. *Drill. & Prod. Prac.*, API, 173.
- 26 ГОСТ-26449.1-85. Определение эффективности действия ингибитора солеотложений.
- 27 Jump up to:26.0 26.1 Rowe, A.M. and Chou, J.C.S. 1970. Pressure-volume-temperature-concentration relation of aqueous sodium chloride solutions. *J. Chem. Eng. Data* 15 (1): 61-66. <http://dx.doi.org/10.1021/jc60044a016>
- 28 МихельВ.Д. Методы предупреждения солеотложений в ОАО«Самотлорнефтегаз» // Инженерная практика. 2010 - № - С.29-39.