

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексные методы борьбы с солеотложениями на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шишканов Дмитрий Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Томск – 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Шишканову Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

Комплексные методы борьбы с солеотложениями на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Процесс солеотложения; факторы, влияющие на солеотложение; методы борьбы с солеотложениями; анализ вод на Крапивинском нефтяном месторождении; исследование реагентов для удаления и ингибирования кальцита; исследование технологий для удаления и ингибирования кальцита на Крапивинском нефтяном месторождении

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шишканов Дмитрий Андреевич		18.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Шишканову Дмитрию Андреевичу

Школа	ИШПР	Отдел	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности внедрения технологии борьбы с солеотложениями путем закачки ингибитора в пласт на Крапивинском месторождении</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта проведение и внедрение технологии борьбы с солеотложениями с учетом необходимых эксплуатационных затрат</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование целесообразности проведения борьбы с солеотложениями на Крапивинском месторождении</i>

Перечень графического материала:

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шишканов Дмитрий Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Шишканову Дмитрию Андреевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования ВКР являются технологии предупреждения образования солейотложений и методы их удаления на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; • действие фактора на организм человека; • приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); • предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • механические опасности (источники, средства защиты); • термические опасности (источники, средства защиты); • электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень шума; - Повышенный уровень вибрации; - Утечка токсичных и вредных веществ; - Средства индивидуальной защиты работающих. Опасные факторы: - электробезопасность; - движущиеся машины и механизмы;

<ul style="list-style-type: none"> пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Охрана атмосферы – Охрана гидросферы – Охрана литосферы
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <p>Техногенные, природные, экологические, биологические, социальные.</p> <p>Разгерметизация оборудования. Результат-разлив нефтепродукта. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Рассмотрены характерные нормы, связанные с проектируемой рабочей зоной, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Шишканов Дмитрий Андреевич		30.03.2018

Обозначения, определения и сокращения

- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ЭЦН – электрический центробежный насос
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ТГХВ – термогазохимическое воздействие
- УПН – установка подготовки нефти
- КСУ – кольцевая сепарационная установка
- УПСВ – установка предварительного сброса воды
- ДНС – дожимная насосная станция
- НГВР – нефтегазоводоразделитель
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- БКНС – блочно – кустовая насосная станция
- УДЭ – установка дозирочная электронасосная
- БРХ – блок реагентного хозяйства
- ПАВ – поверхностно – активные вещества
- ИК – ингибитор коррозии
- КНС – кустовая насосная станция
- ПНП – повышение нефтеотдачи пластов
- ППД – поддержка пластового давления
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление
- ГТМ – геолого – технические мероприятия
- НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, в том числе 9 рисунков, 19 таблиц. Список литературы включает 17 источников

Ключевые слова: солеобразование, солеотложение, попутно-добываемая и закачиваемая вода, продуцирование карбонатных и сульфатных осадков, нефтепромысловое оборудование, реагент, кальцит, ингибитор.

Цель работы: «Комплексный анализ и выбор методов борьбы с солеотложениями на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская область)»

Произведен анализ и исследованы свойства отложений с наземного нефтепромыслового оборудования и попутно-добываемых вод со скважин Крапивинского месторождения нефти ОАО «Томскнефть-ВНК».

На основании содержания солеобразующих ионов в водах месторождений, условий эксплуатации скважин, промысловых нефтепроводов и оборудования пунктов подготовки нефти определены зоны интенсивного кальцитообразования и критические параметры, влияющие на солеотложение.

Произведен выбор реагентов для удаления и предотвращения солеотложения, определены их эффективные концентрации и дозировки. Исследована коррозионная агрессивность рекомендуемых составов.

Рассмотрены порядок проведения различных технологий удаления и предотвращения солеотложения. Даны практические рекомендации по применению технологий на месторождениях ОАО «Томскнефть-ВНК»

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ПРОЦЕСС СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ И ПРИЧИНЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ В СКВАЖИНАХ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ.....	12
2. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ.....	16
2.1. Химические методы.....	16
2.2. Механические методы.....	18
2.3. Физические методы.....	19
3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД КРАПИВЕНСКОГО МЕСТРОРОЖДЕНИЯ.....	20
3.1. Исследование минерального состава.....	20
3.2. Анализ физико-химических свойств скважинной продукции.....	21
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКЛОННОСТИ ВОД К ПРОДУЦИРОВАНИЮ КАРБОНАТНЫХ И СУЛЬФАТНЫХ ОСАДКОВ.....	25
4.1. Расчет режимов перекачки нефтепромысловой продукции по нефтесборным сетям.....	33
4.2. Расчет режимов перекачки нефтепромысловой продукции по нефтесборным сетям.....	37
4.3. Анализ солеобразования в скважинах и нефтепромысловом оборудовании.....	41
5. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ ВЫПАДЕНИЯ КАЛЬЦИТА.....	44
6. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КАЛЬЦИТА	52
6.1. Удаление солеотложения из насосного оборудования.....	52
6.2. Удаление солеотложения из ствола скважины.....	53
6.3. Удаление солеотложения из призабойной зоны пласта.....	54
6.4. Удаление солеотложения из наземного оборудования.....	55
6.5. Технологии ингибирования солеотложения.....	57
6.5.1. Добавление ингибитора к жидкости глушения.....	58
6.5.2. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ.....	59
6.5.3. Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины.....	60
6.5.4. Технология задавливания ингибитора в пласт.....	64
6.5.5. Технология дозирования через систему ППД.....	65
7. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЯ.....	70
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72
Список используемых источников.....	75

ВВЕДЕНИЕ

Возникающие в процессе нефтедобычи осложнения, связанные с выпадением солей, коррозией серьезно затрудняют процесс нефтедобычи, увеличивая затраты на преодоление вызываемых ими последствий. Знание причин, условий возникновения и своевременное предупреждение возникновения осложнений позволяет сэкономить значительные средства и повысить эффективность нефтедобычи.

Настоящая работа посвящена исследованию причин возникновения солеотложения в скважинном и нефтепромысловом оборудовании Крапивинского месторождения и разработке мероприятий по их удалению и предупреждению.

Из известных на сегодня способов борьбы с отложениями неорганических солей наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложения с применением химических реагентов – ингибиторов солеотложений.

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин – от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

Рассмотрены преимущества и недостатки основных предложенных технологий для предупреждения солеотложения кальцита. Даны рекомендации по тактике ведения работ по борьбе с солеотложением.

При выполнении работы для анализа состава отложений и попутно-добываемых вод со скважин и нефтепромыслового оборудования привлекались инструментальные методы исследования (атомно-эмиссионная спектроскопия, оптические исследования). Моделирование процесса солевываждения осуществлялось с использованием разработанных в ЗАО «УфаНИПИнефть» программ «SPOW» и «Calcium, version 2.2» для ОС Win98/2000/XP.

1. ПРОЦЕСС СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ И ПРИЧИНЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ В СКВАЖИНАХ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

Солеобразования представляют собой отложения, скапливающиеся в перфорационных каналах, обсадных и эксплуатационных колоннах НКТ, клапанах, насосах, а также в внутренней поверхности скважинного оборудования, засоряя скважину и препятствуя потоку жидкости.

Солеобразования развиваясь в призабойной зоне, снижают их пористость и проницаемость. Это может перекрыть поток путем закупоривания перфорационных каналов или образования узкого зазора в эксплуатационной колонне НКТ. Также это может закрыть и привести к повреждению скважинного оборудования для заканчивания, такого как клапаны-отсекатели и газлифтные мандрели.

Серьезную опасность представляют солеобразования на рабочих частях погружных ЭЦН. Образование плотного камнеобразного осадка толщиной 0,6-1 мм нарушает теплообмен, что приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, уменьшению дебита добывающих скважин, и другим негативным последствиям.

В солеобразовании главным источником выделения осадка является вода, добываемая совместно с нефтью. В процессе подъема нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что приводит к нарушению химического равновесия в добываемой продукции.

Известно, что выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную, т.е. когда выполняется неравенство

$$C_i \geq C_{i,P},$$

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

$C_{i,P}$ – равновесная при данных условиях концентрация соединения или иона.

Из этого неравенства следует, что выпадение осадка может происходить, либо за счет уменьшения правой части (снижения равновесной концентрации соединения или иона), либо за счет увеличения левой части (возрастания фактической концентрации соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок). Первое из этих условий имеет место при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий, испарении воды, выделении газов. Второе - при смешивании вод разного состава несовместимых друг с другом и растворении горных пород [1].

По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре группы:

- рассолы ($Q > 50$ г/л);
- солёные ($10 < Q < 50$ г/л);
- солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л);
- пресные ($Q < 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³ в концентрированных рассолах.

Состав пластовых вод определяется многими факторами: минеральным составом пород пласта, характером его гидрогеологического режима, возрастом пластов, температурными условиями, величиной пластового давления и т.д.

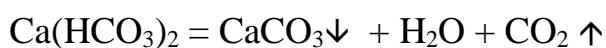
Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании [1].

На процесс смешения пластовых и закачиваемых вод решающим образом влияет используемый способ заводнения нефтяного месторождения.

Следует отметить, что законтурные и остаточные воды длительное время, находившиеся в контакте с породой, успевают прийти с ней в равновесное

состояние. Закачиваемая вода, также взаимодействуя с породой, меняет свой ионный состав, обогащаясь карбонатами либо сульфатами, либо тем и другим. Перемещаясь по пласту в процессе заводнения, закачиваемая вода будет стремиться к равновесному с породой состоянию при пластовых давлениях и температуре. При содержании в породе 0,2 % карбонатов и 0,4 % сульфатов равновесное насыщение воды этими ионами наступает через 30 суток. Это приводит к тому, что с остаточной водой взаимодействует закачиваемая вода совсем не того ионного состава, который характерен для нее в поверхностных условиях. Состав закачиваемой воды, насыщенной карбонатами и сульфатами, может быть рассчитан известными способами [2].

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. Выделяющиеся из жидкости при снижении давления ниже давления насыщения пузырьки газа, в основном, образуются на стенках оборудования. Это ведет к образованию многочисленных границ раздела фаз твердое тело – жидкость - газ, на которых имеются благоприятные условия для зарождения и роста кристаллов.



В результате происходит отложение карбонатов на поверхности колес ЭЦН и внутри НКТ.

Появление в потоке газовой фазы нарушает ламинарный подслои и повышает степень турбулизации газожидкостной смеси. Далее при определенных условиях может возникнуть четочная структура потока, которая характеризуется чередованием движущихся четок нефти и газа. При этом увеличивается интенсивность перемешивания пересыщенных водно-солевых систем, приводящая к ускорению процессов зарождения кристаллов.

Существенным фактором, оказывающим влияние, в особенности, на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей и

в осадок могут перейти и растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов [2].

Для целенаправленной работы с солеотложением в скважинах необходимо знать сколь сильно влияние каждой из приведенных причин. Чьим влиянием можно пренебречь и на какой фактор необходимо обратить существенное внимание.

Мониторинг солеотложения в скважинах показывает, что снижение наработки на отказ ЭЦН в осложненных солеотложением скважинах связано не только с низкими забойными давлениями, но и с повышением температуры скважинной продукции на входе в насос из-за теплоотдачи погружного электродвигателя. По различным оценкам доля солеотложения в преждевременном выходе из строя и сокращении наработки ЭЦН составляет более 20 %.

2. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ

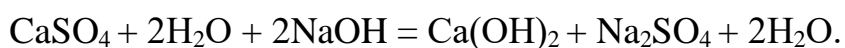
2.1. Химические методы

В трубах устойчивость и структура солевого слоя играют заметную роль в выборе методов удаления. Устойчивость и структура варьируется от очень тонкого налета, хрупких нитей или кристаллов с большим количеством микропор до каменнотвердых малопроницаемых и непористых слоев. Чистота солевых отложений непосредственно связана с их устойчивостью к удалению. Солеотложения могут встречаться в виде фаз, состоящих из одного минерала, но существенно чаще они являются смесью схожих по строению совместимых соединений. Чистый сульфат бария обычно имеет низкую пористость и крайне устойчив к химическим методам удаления, а также крайне тяжело удаляется большинством известных механических методов. Смеси же сульфата бария, зачастую с сульфатом стронция, сульфатом кальция и даже карбонатом кальция дают возможность использования разнообразных методов очистки, как химических, так и механических.

Химические методы — Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является первым, самым дешевым методом, особенно в случае, когда применение механических методов затруднено, а также неэффективно или дорого. Например, карбонатные (CaCO_3 , MgCO_3) минералы легкорастворимы в соляной кислоте и могут быть, таким образом, легко удалены.



Тяжелый сульфатный осадок (CaSO_4 , MgSO_4) — более сложный случай, поскольку в кислотах он почти нерастворим. Наибольшее распространение в отечественной промышленной практике для удаления отложений гипса получило использование растворов гидроокисей, например, раствор гидроокиси калия или натрия. При воздействии гидроксид натрия на отложения гипса реакция протекает с образованием гидроксида кальция и сульфата натрия:



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

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

В породах пластов его можно обработать сильными хелатообразующими реагентами, т. е. соединениями, способными разрушить устойчивую к кислотам структуру путем изоляции и связывания ионов металлов в прочную кольцевидную структуру.

Большинство химических обработок контролируют по степени доступа реагентов к поверхности солевых отложений. Следовательно, отношение общей площади поверхности к объему или отношение общей площади поверхности к массе является важным параметром скорости и эффективности процесса удаления осадка. Большие площади реакционного контакта как в пористых материалах, глинистых частицах крайне тонких пластин и нитевидных образований реагируют быстро, поскольку объем кислоты, окружающей поверхность, большой. Малые соотношения общей площади поверхности к объему в толстых, непористых накоплениях солеобразований реагируют медленно с любыми, даже очень сильными химическими реагентами. Солевые осадки в трубах, где мы имеем малую общую площадь на большую массу

отложений, реагируют слишком медленно, чтобы серьезно рассматривать методы химической очистки.

2.2. Механические методы

Механические способы удаления солевых отложений предлагают нам большой ассортимент инструментов и методов, применимых для обработки внутритрубного пространства и внешней поверхности труб. Подобно химическим методам, многие механические методы имеют ограниченную область применения, так что выбор подходящего метода напрямую зависит от конкретной скважины и типа солевого отложения. Несмотря на свое разнообразие и дороговизну проведения, механические подходы являются очень актуальными в практике очистки труб от солеотложений.

Один из наиболее ранних методов удаления солевых отложений был разработан на основе применения взрывчатых веществ для встряхивания трубы и разрушения хрупких солевых отложений. Взрывчатые вещества обеспечивали ударные нагрузки с высокой энергией, которые могли удалять отложения, но зачастую повреждали трубы и цементный камень. Для ослабления действия взрывчатки требовалось изменение ее типа или уменьшение массы заряда взрывчатого вещества, такой снаряд получил название литейный заряд.

Сегодня линейные заряды еще используются, особенно в качестве простого диагностического средства, когда быстрый ввод на канате и детонация в период выхода флюида позволяют установить тип и местонахождение солевых отложений. Опыт показал, что с помощью нескольких жил шнура, детонирующих от электродетонатора и достаточно длинных для охвата интересующей зоны, можно эффективно удалять солевые отложения, закупоривающие перфорационные отверстия, и тонкие слои отложений в трубах [3].

Отложения большой толщины, особенно в трубах, часто бывают слишком прочными для безопасного взрывного удаления и обладают слишком малой

пористостью для эффективной химической обработки в приемлемые сроки. Для удаления таких отложений обычно требуется применение методов, разработанных для бурения горных пород и фрезерования стали. Разработаны долота ударного действия и технологии фрезерования для спуска на гибких НКТ внутрь трубы с использованием различных долот скалывающего типа и конфигураций фрез. В качестве забойного источника мощности обычно применяется гидравлический двигатель или ударный инструмент молоткового типа. Двигатели приводятся в движение потоком жидкости, и в них используются сочетания статора и ротора, вращающие долото.

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

2.3. Физические методы

Перспективными физическими методами являются воздействия магнитного поля и ультразвуковых колебаний. При обработке воды магнитным полем создаются условия для образования большого количества мелких кристаллов, которые затем выпадают в виде аморфного шлама, легко удаляемого из трубопровода потоком. При непрерывном воздействии ультразвукового поля на границу раздела двух фаз (кристалл-жидкость) происходит отщепление мельчайших кристаллов. Опыты по ультразвуковой обработке нефти, содержащей минерализованную пластовую воду, показали, что в этом случае осадка в теплообменных аппаратах УПН получается меньше, а часть его в виде мелких кристаллов находится в воде во взвешенном состоянии. Получаемые рыхлые осадки легко уносятся потоком жидкости.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ, ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД КРАПИВЕНСКОГО МЕСТРОРОЖДЕНИЯ

3.1. Исследование минерального состава

Исследованы пробы отложений с КСУ УПН Крапивинского месторождения.

Таблица 3.1 - Элементный состав солей с КСУ УПН Крапивинское м/р

Проба	Элементы, мас. %									
	Al	Si	Ca	Na	Fe	Cl	Mg	S	Ba	Sr
1	2,97	7,45	58,42	0,85	16,51	6,68	1,62	0	1,72	2,78
2	1,19	0,92	80,68	0,91	3,71	3,48	2,13	0,24	2,16	3,24
3	3,42	1,5	64,47	0,71	1,42	21,88	1,83	0	0,9	2,64

Представленные в табл. 3.1 данные элементного состава солей указывают на примесь в составе кристаллизующегося кальцита солей бария и стронция. Соли бария и стронция, скорее всего, в отложениях присутствуют в виде сокристаллизующихся хлоридов. Соединения серы (сульфаты, сульфиды) в отложениях практически отсутствуют. Железо, по видимому, в отложениях находится в форме минерала - хлорита $(MgFe)Al[AlSi_3O_{10}]$ либо биотита $K(MgFe)_3[Si_3AlO_{10}][OH,F]_2$. Соединения алюминия и кремния могут быть представлены также алюмосиликатами - $K[AlSi_3O_8]$, $x \cdot Na[AlSi_3O_8]$ $\cdot y \cdot Ca[Al_2Si_2O_8]$, $KAl_2(OH)_2[AlSi_3O_{10}]$ и кварцем – SiO_2 .

Проведенный анализ минерального состава отложений указывает на протекание солеотложения кальцита в системе нефтесбора и подготовке нефти Крапивинского месторождения.

3.2. Анализ физико-химических свойств скважинной продукции

Попутно-добываемая вода продукции скважин является главным источником солеотложения в скважинах, трубопроводах и оборудовании подготовки нефти.

Данные указывают на хлор-кальциевый тип пластовых вод, характеризующийся относительно высоким содержанием растворенного гидрокарбонат-иона, количество которого в пластовых водах изменяется в диапазоне 945,3-1140,5 мг/л. Значение рН вод составило 7,25.

Для уточнения ионного состава попутно-добываемых вод в течение ноября 2004 г. сотрудниками ЗАО «УфаНИПИнефть» отобрано 39 проб попутно-добываемой воды с осложнением скважин Крапивинского месторождения. Пробы воды отобраны также с оборудования УПН и УПСВ данного месторождения.

На основании анализов проб попутно-добываемой воды с осложненных скважин Крапивинского месторождения установлено, что воды принадлежат к хлоркальциевому типу. Отличительной особенностью отобранных проб вод от пластовых вод основных месторождений Западной Сибири является высокое содержание в них ионов Ba^{2+} и Sr^{2+} , изменяющееся в диапазоне 248-1003 и 59-243 мг/л, соответственно. В водах отмечено преобладание катиона кальция над гидрокарбонат-анионом для большинства скважин. Исключение составляют скв. 300 и 327 данного месторождения.

Необходимо отметить, что в сравнении с ионным составом пластовых вод, отмечено снижение содержания в воде ионов натрия, кальция, магния, хлора и гидрокарбоната. Этот процесс связан со снижением общей минерализации воды в скважинах из-за подхода фронта сеноманской воды и ее смеси с подтоварной водой, используемых при заводнении данных месторождений.

Анализ изменения содержания ионов в попутно-добываемой воде с ростом обводненности продукции скважин указывает на снижение содержания ионов бария и гидрокарбоната (рис. 3.4-3.5). В отношении ионов натрия, хлора и

кальция наблюдается некоторый оптимум в диапазоне обводненности 50-70 % (рис.3.1-3.3).

Известно, что повышенное содержание ионов кальция и гидрокарбоната в пластовой воде приводит к усилению солеотложения кальцита. В этой связи с ростом обводненности скважинной продукции выше 70 % можно ожидать снижения содержания кальцита в водной фазе.

В низкообводненных скважинах следует ожидать повышенного содержания выпавшего кальцита в водной фазе при относительно невысоком его общем количестве. В среднеобводненных скважинах, как правило, отмечается наиболее высокое количество продуцируемого кальцита. В высокообводненных скважинах при снижении концентрации выпавшего кальцита в водной фазе из-за большого объема добываемой воды общее количество выпавшего кальцита остается достаточно высоким.

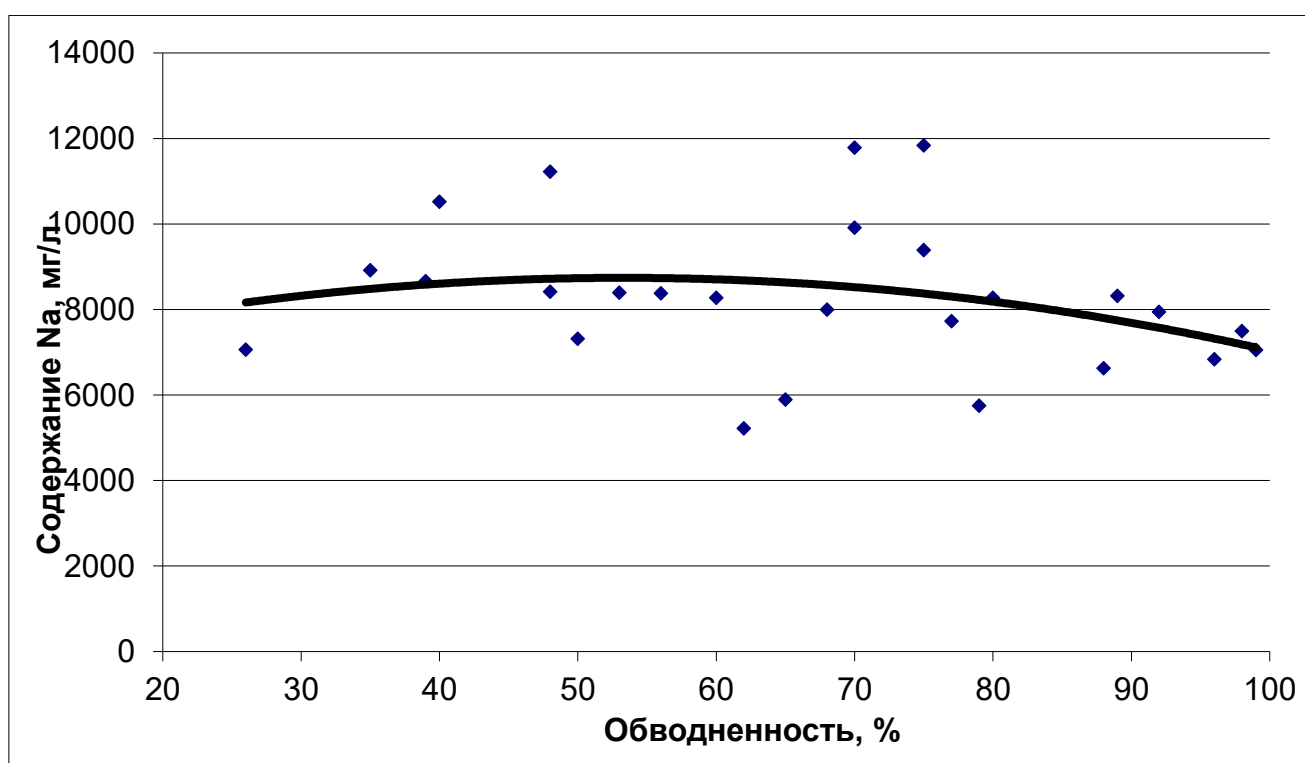


Рисунок 3.1 - Изменение содержания иона Na с ростом обводненности

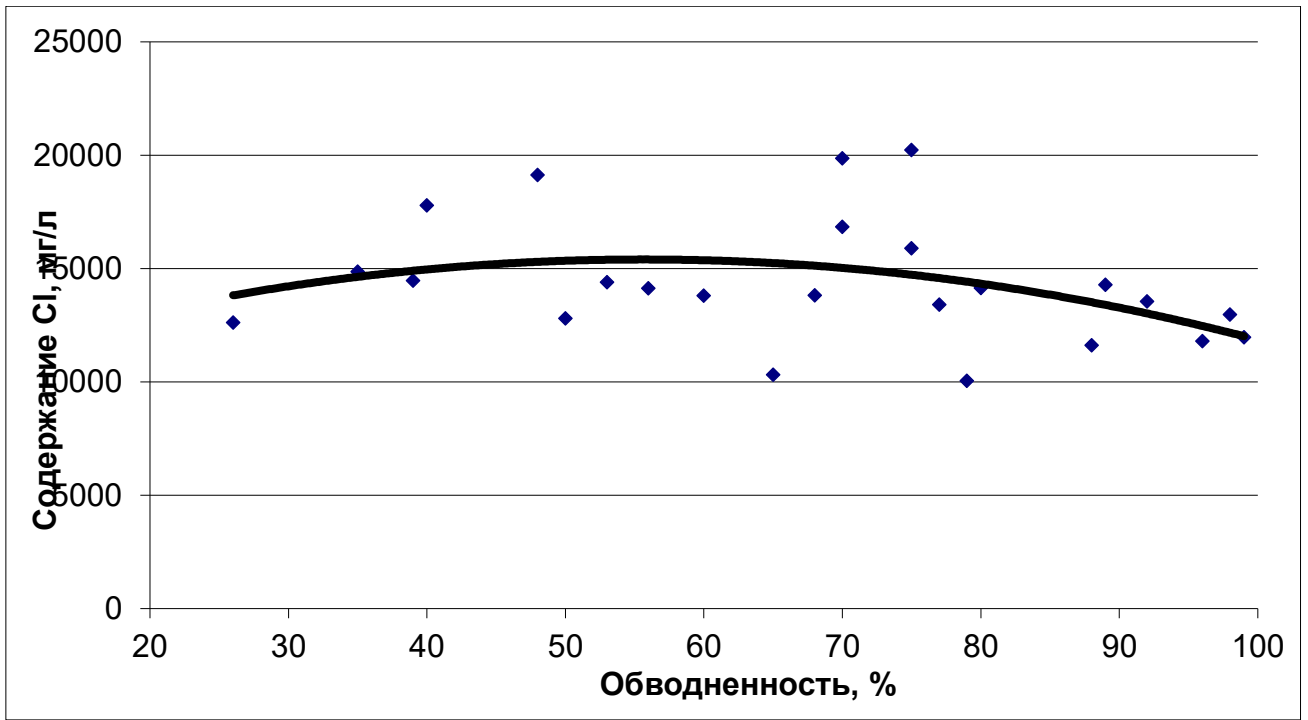


Рисунок 3.2 - Изменение содержания иона Cl с ростом обводненности

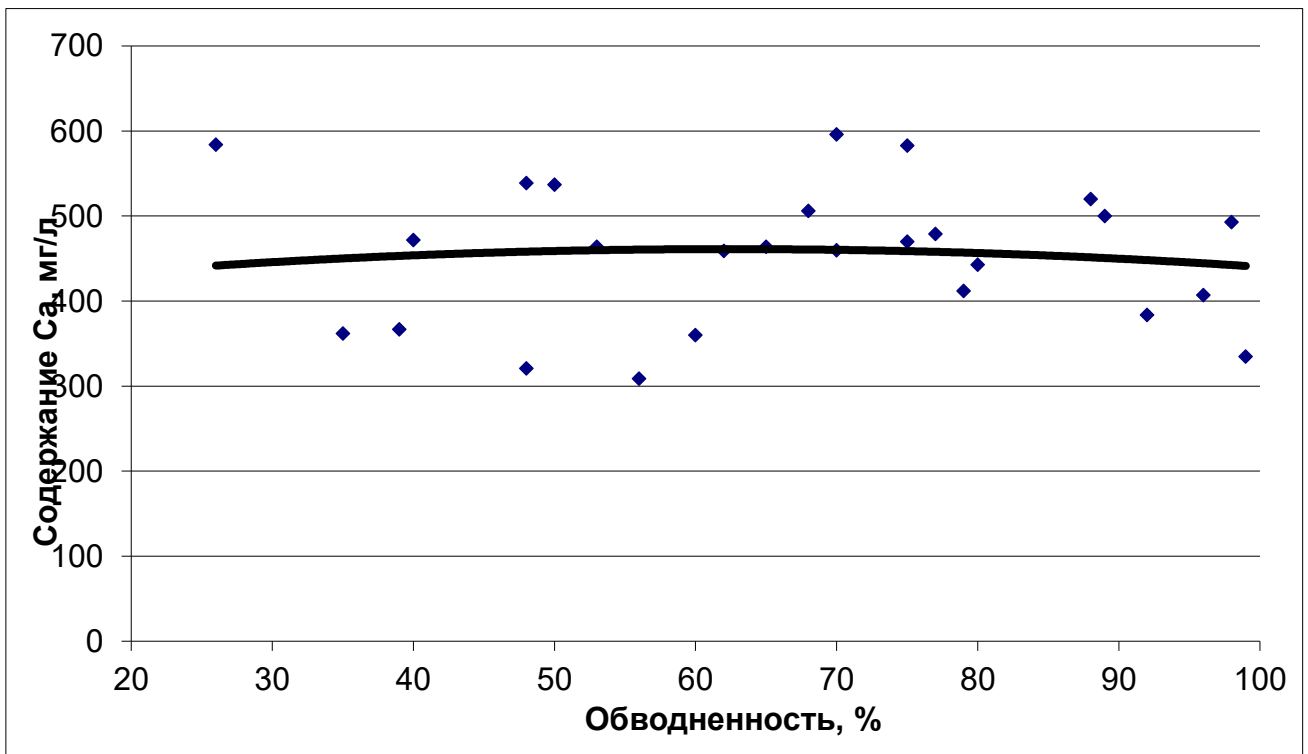


Рисунок 3.3 - Изменение содержания иона Ca с ростом обводненности

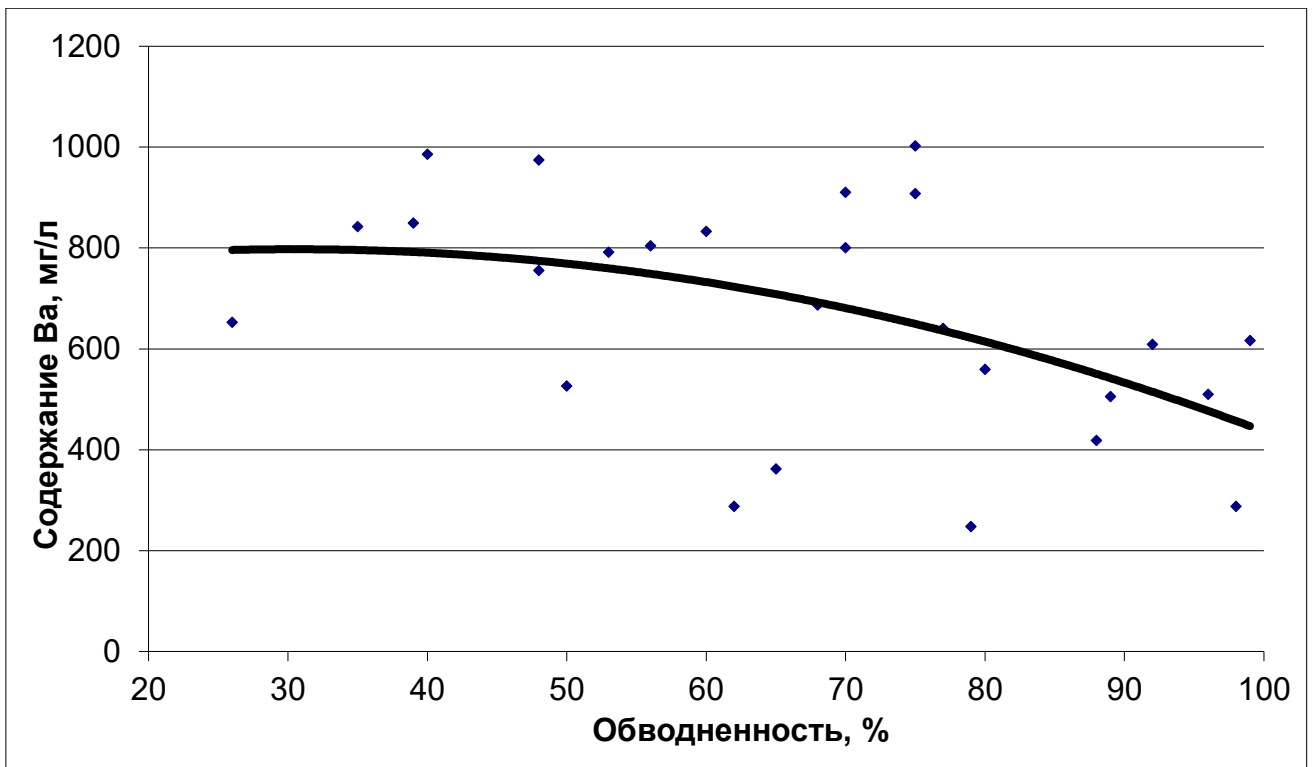


Рисунок 3.4 - Изменение содержания иона Ca с ростом обводненности

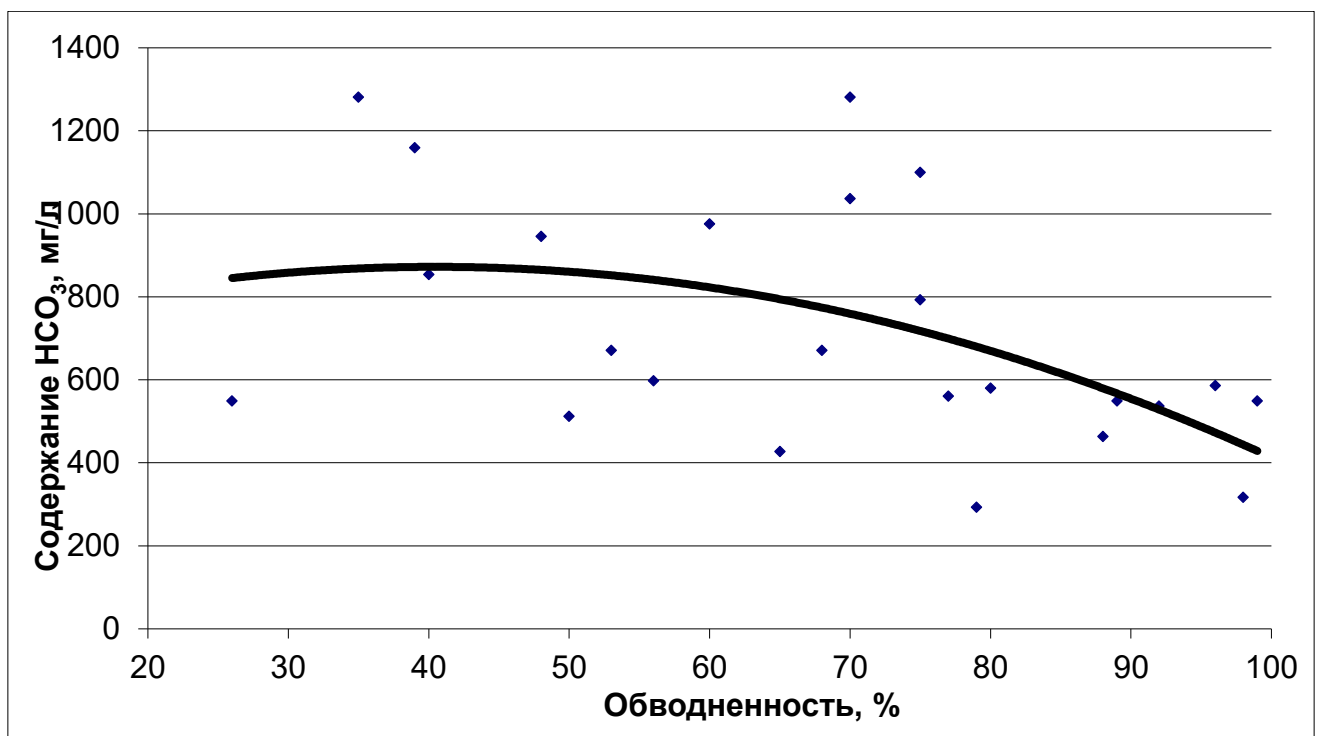


Рисунок 3.5 - Изменение содержания иона HCO₃⁻ с ростом обводненности

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКЛОННОСТИ ВОД К ПРОДУЦИРОВАНИЮ КАРБОНАТНЫХ И СУЛЬФАТНЫХ ОСАДКОВ

Для прогноза зоны солеотложения в скважине использован программный комплекс «SPOW» [3]. Программа «SPOW» разработана для прогноза солеобразования карбонатных осадков по стволу добывающей скважины, а также интервалов парафиноотложения при заданных параметрах эксплуатации. Она написана на языке программирования Borland Delphi 5.0 и предназначена для работы в среде Windows 9X/NT/XP.

Был произведен расчет и анализ скорости выпадения кальцита и зон солеобразования на скважинах. Данные занесены в и табл. 4.1 Пример скв. 124 представлен на рис. 4.1 При расчете использованы данные техрежимов работы скважин на 11.2004 г. и состав попутно-добываемых вод.

Расчет выпадения кальцита при смешении вод на кустах Крапивинского месторождений выполнялся на Программе «Calcium, version 2.2», предназначенной для расчета выпадения карбоната кальция из смеси вод [4]. Программа проверена на работоспособность в ОС Win98/2000/XP.

Результаты расчета выпадения кальцита при смешении вод на кустах данного месторождения представлены в табл. 4.1. Рис. 4.2 – пример диаграммы выпадения кальцита на кусте 3, при смешении вод скв. 177 с водой скв. 187. При расчете использованы данные расчета температуры потоков добываемых флюидов на кустах (табл. 4.2).

Расчет температурных режимов работы нефтесборных коллекторов выполнен по технологическим режимам работы скважин за 11.2004 г. Исходными параметрами для расчета являлись: температура на устье добывающих скважин, теплоемкость нефти и жидкости, диаметр и длина труб нефтесборного коллектора, температура грунта в зимний период.

Расчет теплоемкости нефти и продукционного потока проведен по формулам [5]

$$C_H = 1507,2 \cdot (1 + (T + 50) \cdot 10^{-2} \cdot (1,14 - \rho_H)), \quad (4.1)$$

$$C_{\text{Ж}} = C_{\text{Н}} \cdot (1-n) + C_{\text{В}} \cdot n, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{Н}}$, $C_{\text{В}}$, $C_{\text{Ж}}$ – теплоемкости нефти, воды и продукционного потока, Дж/кг·К,

$\rho_{\text{Н}}$ – плотность нефти в стандартных условиях, кг/дм³;

T – температура потока, °С;

n – обводненность потока, масс. доли.

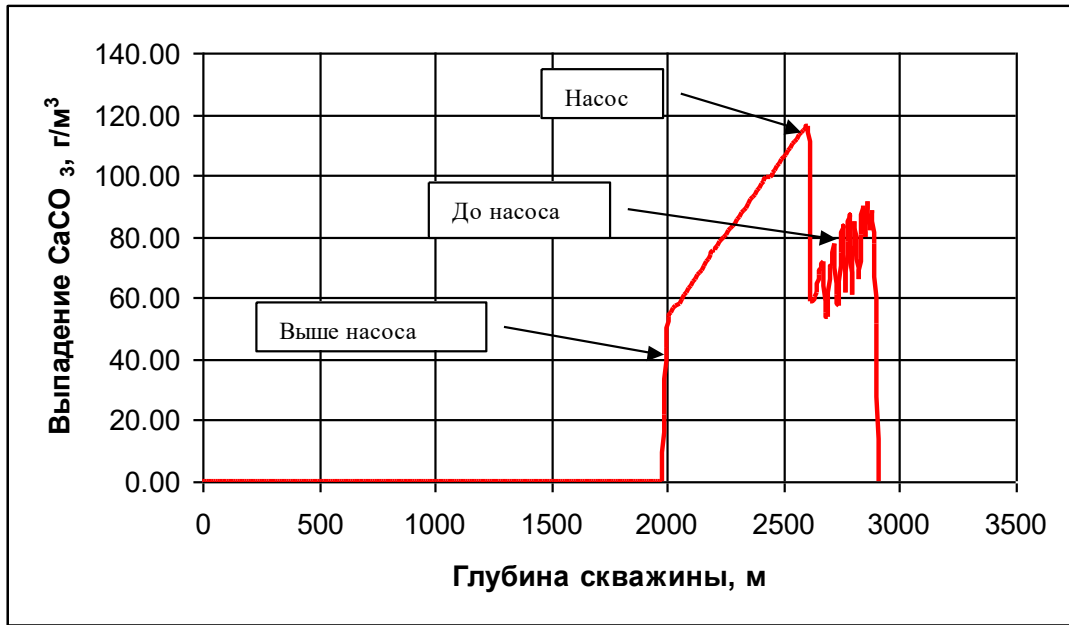


Рисунок 4.1 - Интенсивность выпадения кальцита (скв. 124)

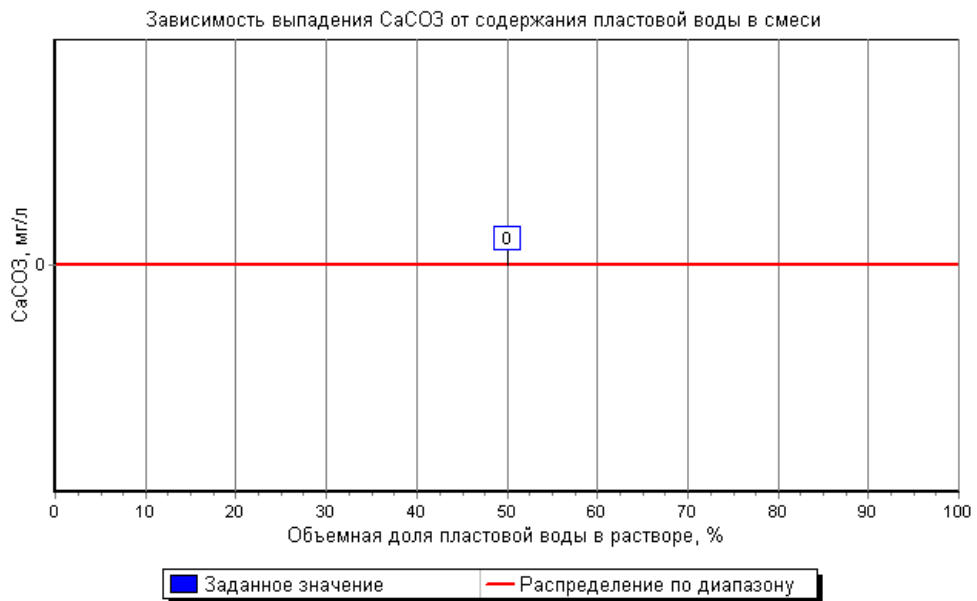


Рисунок 4.2 - Выпадение кальцита на кусте 3 при смешении воды скв. 177 с водой скв. 18

Таблица. 4.1 - Выпадение кальцита в лифте скважин и в нефтепроводах Крапивинского местождения

Скважина	Жидкость, м3/сут	Обводненность, %	Добыв. Вода, м3/сут	% от объема воды на кусту	CaCO ₃ в лифте		CaCO ₃ в нефтесборе	
					г/м3	кг/сут	г/м3	кг/сут
298	525	48	252	22,7	55	13,9		
300	150	35	52,5	4,7	0	0,0		
319	118	82	96,76	8,7				
320	367	98	359,66	32,4	0	0,0		
321	474	11	52,14	4,7				
323	193	60	115,8	10,4	120	13,9		
325	62	70	43,4	3,9	0	0,0		
327	184	39	71,76	6,5	280	20,1		
333	88	75	66	5,9	0	0,0		
			1110,02	100,0			382	424,0
303	466	75	349,5	27,1				
306	226	86	194,36	15,1				
307	353	97	342,41	26,5				
313	424	80	339,2	26,3				
314	75	86	64,5	5,0				
			1289,97	100,0				
379	473	10	47,3	77,3				
389	154	9	13,86	22,7				
			61,16	100,0				
59	60	13	7,8	5,7				
102	199	30	59,7	43,3				
104	114	13	14,82	10,8				
124	99	56	55,44	40,2	0	0,0		
			137,76	100,0				
207p	49	88	43,12					
347	125	40	50	6,9	0	0,0		
357	370	92	340,4	46,9	0	0,0		

Продолжение таблицы. 4.1

366	312	9	28,08	3,9				
370	54	22	11,88	1,6				
381	280	80	224	30,9	0	0,0		
382	51	11	5,61	0,8				
391	331	5	16,55	2,3				
395	245	3	7,35	1,0				
397	354	4	14,16	2,0				
403	228	6	13,68	1,9				
405	282	5	14,1	1,9				
			725,81	100,0			169,6	123,1
359	76	48	36,48	31,8	0	0,0		
361	60	70	42	36,6	0	0,0		
372	165	6	9,9	8,6				
374	522	3	15,66	13,7				
376	53	20	10,6	9,2				
			114,64	100,0			420,8	48,2
412	45	25	11,25	1,5				
414	179	20	35,8	4,9				
421	391	73	285,43	39,0				
425	297	53	157,41	21,5	10	1,6		
427	191	43	82,13	11,2				
429	47	16	7,52	1,0				
433	154	89	137,06	18,7	0	0,0		
442	111	14	15,54	2,1				
			732,14	100,0			115,1	84,3
176	23	92	21,16	4,8				
177	368	98	360,64	81,3	0	0,0		
187	38	88	33,44	7,5	0	0,0		
188	42	68	28,56	6,4	140	4,0		
			443,8	100,0			0	0,0

Таблица. 4.2 - Нефтеcбор Крапивинского месторождения

Куст	Скважина	Дебит, т/сут.			Обводн., мас.дол.	Темп. устья, С	Теплоемк., Дж/кг*К		Тепл. поток, кДж/сут	С*М, кДж/сут*К	Параметры трубопровода		Температура, С		
		нефть	вода	жидк.			нефть	жидк.			Двнут., м	L, м	нач. уч.	грунт	кон.уч.
5	412	29,0	16,0	45	0,36	22,2	331,6	1704,3	1702549,3	76691,4					
5	414	123,0	56,0	179	0,31	35,9	393,7	1581,2	10160894,7	283033,3					
5	421	90,7	300,3	391	0,77	56,4	486,6	3331,1	73458052,1	1302447,7					
5	425	119,9	177,1	297	0,60	51,3	463,5	2685,5	40916455,4	797591,7					
5	427	93,5	97,5	191	0,51	39,7	410,9	2339,7	17740891,6	446873,8					
5	429	33,9	13,1	47	0,28	21,3	327,6	1403,0	1404565,1	65942,0					
5	433	14,6	139,4	154	0,91	34,1	385,6	3830,5	20115583,5	589899,8					
5	442	82,0	29,0	111	0,26	31,3	372,9	1370,1	4760259,4	152085,0					
5		586,6	828,423	1415	0,59				170259251	3714564,79					

к5 - ДНС										3714564,8	0,203	3594	45,8356		38,037
3	176	1,6	21,4	23	0,93	16,6	306,3	3923,1	1497843,5	90231,5					
3	177	6,3	361,7	368	0,98	22,0	330,7	4123,7	33385457,9	1517520,8					
3	187	3,9	34,1	38	0,90	19,9	321,2	3791,2	2866910,3	144065,8					
3	188	11,5	30,5	42	0,73	21,9	330,3	3129,0	2878092,1	131419,7					
3		23,3648	447,635	471	0,95				40628303,8	1883237,92					
к3 - вр. к3										1883237,9	0,104	750	21,5736		20,742
вр. к3 - ДНС										1883237,9	0,207	900	20,7417		18,882
6	359	33,9	42,1	76	0,55	26,3	350,2	2474,8	4946723,2	188088,3					
6	361	15,5	44,5	60	0,74	23,7	338,4	3197,5	4546777,8	191847,2					
6	372	133,2	31,8	165	0,19	37,4	400,5	1130,1	6974078,4	186472,7					
6	374	434,9	87,1	522	0,17	66,2	531,0	1141,2	39435910,5	595708,6					
6	376	36,4	16,6	53	0,31	23,1	335,7	1541,3	1887061,6	81691,0					
6		654,0	221,992	876	0,25				57790551,6	1243807,8					

Продолжение таблицы. 4.2

кб - ДНС										1243807,8	0,203	5160	46,4626		20,884
26	347	64,4	60,6	125	0,48	30,7	370,2	2221,3	8524051,2	277656,4					
26	357	25,4	344,6	370	0,93	57,2	490,2	3935,8	83296230,3	1456227,8					
26	366	243,9	68,1	312	0,22	51,5	464,4	1277,7	20530543,9	398651,3					
26	370	36,2	17,8	54	0,33	23,6	338,0	1609,1	2050603,4	86890,0					
26	381	48,1	231,9	280	0,83	47,2	444,9	3546,6	46871778,3	993046,2					
26	382	39,0	12,0	51	0,24	23,5	337,5	1244,8	1491833,3	63482,3					
26	391	270,1	60,9	331	0,18	49,2	454,0	1141,2	18584883,3	377741,5					
26	395	204,1	40,9	245	0,17	46,2	440,4	1065,7	12062691,1	261097,2					
26	397	291,9	62,1	354	0,18	53,3	472,5	1124,4	21216136,2	398051,3					
26	403	184,1	43,9	228	0,19	41,3	418,2	1144,4	10776174,3	260924,3					
26	405	230,1	51,9	282	0,18	49,3	454,4	1141,6	15870969,1	321926,4					
26		1637,42	994,583	2632	0,38				241275894	4895694,67					
к26 - ДНС										4895694,67	0,257	750	49,2833		47,475
0	207р	5	44	49	0,90	22,3	332,0961	3796,34	4148256,72	186020,481					
207р - κ2										186020,481	0,081	3960	22,3		4,3374
2	59	44,8	15,2	60	0,25	25,6	347,0	1318,0	2024518,9	79082,8					
2	102	119,7	79,3	199	0,40	40,6	415,0	1920,1	15513228,9	382099,2					
2	104	85,2	28,8	114	0,25	29,9	366,5	1332,6	4542318,9	151917,0					
2	124	37,4	61,6	99	0,62	28,4	359,7	2742,3	7710285,3	271488,9					
2		287,112	184,888	472	0,39				29790352	884587,943					
κ2 - г1										1070608,42	0,143	2500	28,5793		20,814
1	303	100,1	365,9	466	0,79	62,0	512,0	3400,1	98236887,8	1584465,9					
1	306	27,2	198,8	226	0,88	41,0	416,8	3736,2	34619974,6	844389,6					

Продолжение таблицы. 4.2

1	307	9,1	343,9	353	0,97	60,0	502,9	4095,0	86731749,9	1445529,2					
1	313	72,5	351,5	424	0,83	61,6	510,2	3561,0	93006651,7	1509848,2					
1	314	9,0	66,0	75	0,88	26,5	351,1	3728,3	7410069,5	279625,3					
1		217,848	1326,15	1544	0,86				320005333	5663858,23					
κ1 - τ1											5663858,23	0,149	4690	56,4995	50,253
τ1 - ДНС											6734466,65	0,207	700	45,5732	44,652
16	298	234,5	290,5	525,0	0,55	66,0	530,1	2555,2	88537308,6	1341474,4					
16	300	83,8	66,2	150,0	0,44	34,3	386,5	2066,3	10631090,9	309944,3					
16	319	18,2	99,8	118,0	0,85	30,8	370,6	3599,4	13081824,3	424734,6					
16	320	13,3	373,7	387,0	0,97	60,0	502,9	4063,3	94350088,2	1572501,5					
16	321	362,4	111,6	474,0	0,24	65,0	525,6	1388,5	42779526,5	658146,6					
16	323	66,3	126,7	193,0	0,66	40,1	412,7	2892,1	22383092,8	558181,9					
16	325	16,0	46,0	62,0	0,74	22,6	333,5	3196,2	4478471,2	198162,4					
16	327	96,4	87,6	184,0	0,48	38,8	406,9	2207,7	15760984,5	406210,9					
16	333	18,9	69,1	88,0	0,79	26,1	349,3	3365,2	7729219,8	296138,7					
16		909,784	1271,22	2181	0,58				299731607	5765495,24					
κ16 - τ16											5765495,24	0,203	4200	51,9871	45,177
4	379	365,7	107,3	473	0,23	63,2	517,4	1350,7	40377659,7	638887,0					
4	389	120,4	33,6	154	0,22	33,1	381,0	1212,6	6180923,6	186734,9					
4		486,057	140,943	627	0,22				46558583,3	825621,872					
κ4 - τ16											825621,872	0,203	1868	56,3921	36,46
τ16 - ДНС											6591117,11	0,203	2000	44,1	41,58

Таблица. 4.3 - Расчет стабильности попутно-добываемой воды в отношении кальцитообразования на УПСВ и УПН

Месторождение, УПСВ	Место отбора	Выпадение CaCO ₃ , мг/л при температуре, °С				Выпадение CaCO ₃ , кг/сут при температуре, °С			
		50	40	30	20	50	40	30	20
УПН Крапивинское	Вход на УПН	201	159	118	80	936,3	740,7	549,7	372,7
	Выход с НГВР	111	68	28	0	517,1	316,8	130,4	0,0
	Выход отстойника	139	97	56	17	647,5	451,9	260,9	79,2
	с УПН на вход РВС БКНС 36	89	45	4	0	414,6	209,6	18,6	0,0
	Сеноман перед РВС БКНС 36	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Смесь сеномана с подтоварной	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Выход с РВС на БКНС	173	141	110	81	805,9	656,8	512,4	377,3

Температура потока на кусте определена как отношение суммы тепловых потоков, привносимых работающими скважинами, к сумме произведений теплоемкости потока на его дебит.

В результате модельных расчетов показано, что наиболее высокие температуры устья скважин и кустов свойственны следующим объектам:

- скважинам куста 1– до 62 °С,
- скважинам куста 2б– до 57 °С,
- скважинам куста 5– до 56 °С,
- скважинам куста 6– до 66 °С,
- скважинам куста 1б– до 65 °С,
- скважинам куста 4– до 63 °С.

4.1. Расчет режимов перекачки нефтепромысловой продукции по нефтесборным сетям

Расчет режимов транспортирования скважинной продукции по нефтепроводам Крапивинского месторождения (упрощенная схема - рис. 4.3), выполненный по Программе «Экстра 5» и приведенный в табл. 4.4, показывает, что в нефтесборных трубопроводах осложненных солеотложением кустов наблюдается различный режим течения для Крапивинского месторождения

- со скв. 207 – расслоенный режим течения, тип эмульсии нефть в воде, вода выносится,

- с к. 3, к. 1, т. 1 – эмульсионный режим течения, тип эмульсии нефть в воде, вода выносится,

- с к. 5, вр. к. 3, к. 6, к. 2б, к. 4, т. вр. к. 2, т вр. к. 4, к. 1б, к. 2 – эмульсионный режим течения, тип эмульсии вода в нефти, вода выносится.

Таблица 4.4 - Гидродинамика движения скважинной продукции в нефтепроводах Крапивинского месторождения

Начало	Конец	Длина, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м ³ /сут	Обводн., %	Расход газа		Газосод., д.ед.	Давление, атм.		Уд. потери давления, атм./км
							в нормальных условиях, м ³ /сут.	в рабочих условиях, м ³ /сут.		начальное	конечное	
к. 5	вр. к. 3	2694,00	219,00	8,0	1415,00	52,00	22163,5	2483,0	0,64	9,50	7,61	0,703
вр. к. 3	ДНС	900,00	219,00	8,0	1886,00	62,49	23858,5	3374,3	0,64	7,37	6,08	1,436
к. 3	вр. к. 3	750,00	114,00	5,0	471,00	94,00	951,2	124,8	0,21	7,50	7,14	0,475
к. 6	ДНС	5160,00	219,00	8,0	876,00	13,00	25848,5	3909,3	0,82	7,00	4,98	0,392
с. 207 р	т. вр. к. 2	3960,00	89,00	4,0	49,00	88,00	199,4	27,2	0,36	7,00	6,85	0,038
к. 2б	ДНС	2640,00	273,00	8,0	2632,00	28,00	64273,0	9938,8	0,79	7,00	1,78	1,979
к. 4	т. вр. к. 4	1868,00	219,00	8,0	627,00	10,00	18849,0	2590,3	0,80	8,00	7,68	0,171
т. вр. к. 2	т. 1	2500,00	159,00	8,0	521,00	34,55	11491,1	1546,3	0,75	7,42	5,35	0,832
т. вр. к. 4	ДНС	2000,00	219,00	8,0	2808,00	41,84	55093,0	8136,1	0,74	7,35	2,13	2,611
к.1	т. 1	4690,00	159,00	5,0	1544,00	84,00	6728,4	366,1	0,19	20,00	15,46	0,968
к. 1б	т. вр. к. 4	4200,00	219,00	8,0	2181,00	51,00	33500,0	3023,9	0,58	12,00	7,02	1,187
т. 1	ДНС	700,00	219,00	6,0	2065,00	71,52	18916,0	1937,4	0,48	10,40	10,08	0,465
к. 2	т. вр. к. 2	1,00	159,00	8,0	472,00	29,00	11193,9	1414,7	0,75	8,00	8,00	0,653
Начало	Конец	Динамическая вязкость		Скорость			Плотность смеси, кг/м ³	Критерий				Длина массообмена, м
		нефти, мПа*с	эмульсии, мПа*с	смеси, м/с	жидкости истин. м/с	газа истин. м/с		Рейнольдса	Фруда	Кутателадзе	Вебера	
к. 5	вр. к. 3	10,8	41,5	1,40	1,0	1,8	345,26	6380,19	0,98	18,0	0,000	1,0
вр. к. 3	ДНС	10,8	79,6	1,88	1,3	2,4	347,43	4104,25	1,78	24,5	0,000	0,7
к. 3	вр. к. 3	10,8	1,2	0,81	0,8	1,1	802,02	72190,00	0,65	10,8	0,000	3,3
к. 6	ДНС	10,8	8,3	1,71	0,9	2,2	164,06	35654,00	1,47	22,2	0,000	1,1
с. 207 р	т. вр. к. 2	10,8	1,4	0,17	0,1	0,4	648,45	10087,75	0,04	2,3	0,008	9,5
к. 2б	ДНС	10,8	12,4	2,81	1,7	5,4	191,28	56959,00	3,14	36,1	0,000	0,6
к. 4	т. вр. к. 4	10,8	5,8	1,15	0,6	1,5	171,94	33801,00	0,67	14,7	0,000	2,0
т. вр. к. 2	т. 1	10,8	25,9	1,49	0,9	2,0	236,19	7462,50	1,58	19,7	0,000	0,7
т. вр. к. 4	ДНС	10,8	20,7	3,92	2,6	4,8	239,61	34581,00	7,71	50,3	0,000	0,3
к.1	т. 1	10,8	1,6	1,27	1,2	1,6	804,44	118401,00	1,11	16,3	0,000	1,6

Продолжение таблицы 4.4

к. 16	т. вр. к. 4	10,8	30,7	1,87	1,5	2,4	396,56	11387,13	1,75	24,0	0,000	0,7	
т. 1	ДНС	10,8	2,4	1,38	1,2	1,7	505,29	116988,00	0,94	17,8	0,000	1,3	
к. 2	т. вр. к. 2	10,8	19,3	1,36	0,8	1,8	232,08	8996,00	1,32	17,9	0,000	0,9	
Начало	Конец	1.			2.		3.		4.		5.		6.
		Тип эмульсии	Водный подслои	Кутателадзе кр.	Режим течения	Скорость крит., м/с	Вынос воды	Скорость выноса, м/с	Водный подслои	Скорость крит, м/с	Вынос воды	Фруд критич.	Волны и вихри
к. 5	вр. к. 3	в/н	нет	7,4	эмул.	0,61	да	0,18	да	10,27	да	0,69	да
вр. к. 3	ДНС	в/н	нет	6,7	эмул.	0,58	да	0,15	да	10,79	да	1,13	да
к. 3	вр. к. 3	н/в	да	13,3	эмул.	0,51	да	0,13	да	2,95	нет	44,17	нет
к. 6	ДНС	в/н	нет	10,4	эмул.	0,61	да	0,22	да	7,00	да	0,54	нет
с. 207 р	т. вр. к. 2	н/в	да	9,2	рассл.	0,51	да	0,09	да	2,46	нет	11,04	да
к. 26	ДНС	в/н	нет	11,2	эмул.	0,62	да	0,27	да	11,98	да	0,55	нет
к. 4	т. вр. к. 4	в/н	нет	10,4	эмул.	0,64	да	0,25	да	6,83	да	0,42	да
т. вр. к. 2	т. 1	в/н	нет	7,2	эмул.	0,54	да	0,12	да	5,75	да	0,42	да
т. вр. к. 4	ДНС	в/н	нет	10,1	эмул.	0,62	да	0,22	да	13,57	да	0,49	нет
к.1	т. 1	н/в	нет	14,7	эмул.	0,64	да	0,21	да	4,27	нет	6,21	нет
к. 16	т. вр. к. 4	в/н	нет	8,4	эмул.	0,63	да	0,20	да	10,65	да	0,66	нет
т. 1	ДНС	н/в	нет	14,7	эмул.	0,60	да	0,24	да	11,25	нет	1,96	нет
к. 2	т. вр. к. 2	в/н	нет	7,4	эмул.	0,54	да	0,12	да	5,35	да	0,35	да

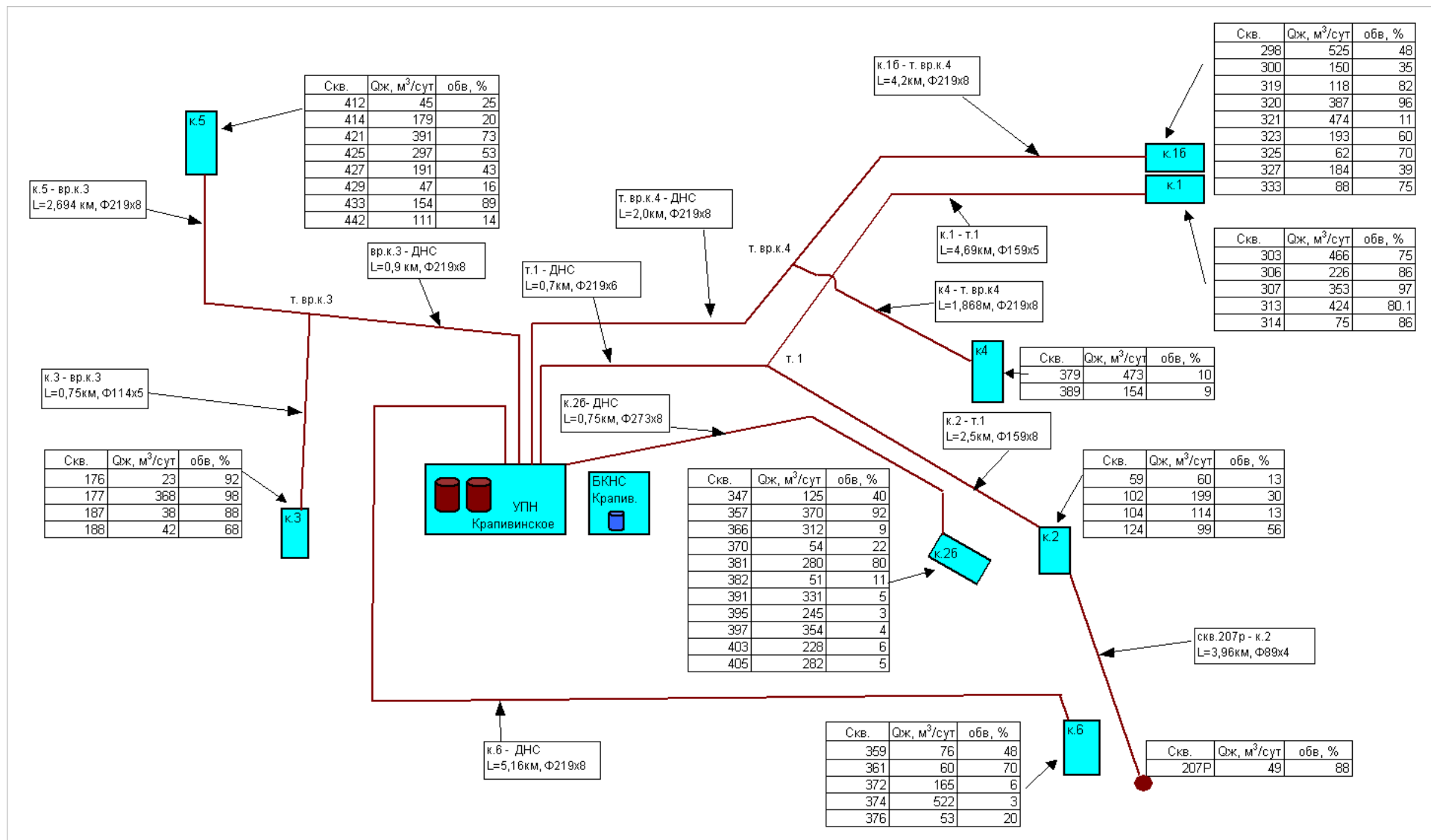


Рисунок 4.3 - Схема нефтесбора Крапивинского месторождения

4.2. Расчет режимов перекачки нефтепромысловой продукции по нефтесборным сетям

Для расчета критических параметров солевываждения кальцита в скважине и оборудовании УПН использован метод Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона [6]. Для расчета использовались функции, связывающие индекс насыщения раствора карбонатом кальция со свойствами попутно-добываемых вод нефтяных месторождений и термодинамическими параметрами:

- для определения значения критических параметров солевываждения кальцита в скважине использовалась функция

$$SI = \lg([Ca^{2+}] \times [HCO_3^-]^2 / [C_{CO_2}]) + 3,801 + 8,115 \times 10^{-3} \times T + 9,028 \times 10^{-6} \times T^2 - 7,419 \times 10^{-5} \times P - 1,966 \times \mu^{0,5} + 0,695 \times \mu - 1,136 \times 10^{-2} \times \mu^{1,5} - 1,604 \times 10^{-4} \times T \times \mu^{0,5},$$

где SI – индекс насыщения воды карбонатом кальция. Если $SI > 0$, то выпадает карбонат кальция, если $SI < 0$, то выпадение кальцита не происходит. При определении критических параметров и построения PVT-диаграммы $SI = 0$;

$[Ca^{2+}]$ и $[HCO_3^-]$ – молярные концентрации соответствующих ионов, г-ион/л;

T – температура в градусах Фаренгейта;

P – давление в psi;

μ - ионная сила раствора;

$[C_{CO_2}]$ – молярная концентрация растворенной в воде CO_2 , г-моль/л;

- для определения значения критических параметров солевываждения кальцита в процессе сепарации нефти использовалась следующая методика и формулы:

а) для попутно-добываемой воды известного ионного состава по методу Намиота определена критическая концентрация растворенного диоксида углерода в воде, приводящая к солевываждению кальцита

$$[m_{HCO_3^-} - 2 \times a]^2 \times [m_{Ca} - a] / m_{CO_2} = L \times K_1 / \{ K_2 \times \gamma_{HCO_3^-}^2 \times \gamma_{Ca} \},$$

Где m_{HCO_3} и m_{Ca} – моляльные концентрации соответствующих ионов, г-ион/кг воды;

m_{CO_2} – молярная концентрация растворенной в воде CO_2 , г-моль/л;

a – молярная концентрация кальцита, выпадающего в осадок, г-моль/л;

L – произведение растворимости кальцита для соответствующей температуры;

K_1 – константа диссоциации угольной кислоты первой ступени диссоциации;

K_2 – константа диссоциации угольной кислоты второй ступени диссоциации;

γ_{HCO_3} и γ_{Ca} – коэффициенты активности соответствующих ионов.

б) в соответствии с константами фазового равновесия компонентов, входящих в состав попутно-добываемого газа, по методике «ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗА» [7] определена мольная доля диоксида углерода, содержащегося в газовой фазе (u_{CO_2}) в условиях разгазирования пластовой нефти при соответствующей температуре;

в) решением методом последовательных приближений уравнений

$$\lg[C_{\text{CO}_2}] = \lg[P_{\text{CO}_2}] - 2,212 - 6,51 \times 10^{-3} \times T + 1,019 \times 10^{-5} \times T^2 - 1,29 \times 10^{-5} \times P - 7,7 \times 10^{-2} \times \mu^{0,5} - 5,9 \times 10^{-2} \times \mu,$$

$$P_{\text{CO}_2} = P \times u_{\text{CO}_2},$$

определено критическое давление, при котором невозможно выпадение кальцита из водного раствора.

В качестве исходных данных для построения PVT-диаграммы, определяющей диапазон критических параметров изменения температуры и давления в скважине при выпадении кальцита, использованы следующие значения:

- содержание CO_2 в пластовой нефти Крапивинского месторождения - 0,54 % мольн. (Проектное значение) и 0,09 % мольн. (Среднее значение по результатам анализа содержания CO_2 на устье скважины и результатам пересчета на пластовые условия), соответственно;

- содержание ионов Ca^{2+} и HCO_3^- и ионная сила пластовых вод для Крапивинского месторождения – 556 и 972 мг/л, $\mu = 0,57$ (среднее значение по результатам ионного анализа попутно-добываемой воды).

PVT-диаграммы для Крапивинского месторождения, определяющие диапазон критических параметров изменения температуры и давления в скважине при выпадении кальцита, приведены на рис. 4.4

Представленные на рис. 4.4 параметры изменения температуры и давления в скважинах Крапивинского месторождения, определяющие условия кальцитообразования, свидетельствуют об их недостижимости в скважинных условиях. Высокие пластовые температуры продуктивных пластов и перенасыщенность пластовых вод солеобразующими ионами будут способствовать кальцитообразованию в процессе добычи пластовых флюидов в скважинах данных месторождений.

В качестве исходных данных для построения PVT-диаграммы, определяющей диапазон критических параметров изменения температуры и давления при выпадении кальцита в сепараторах УПН, использованы значения, приведенные в табл. 4.6.

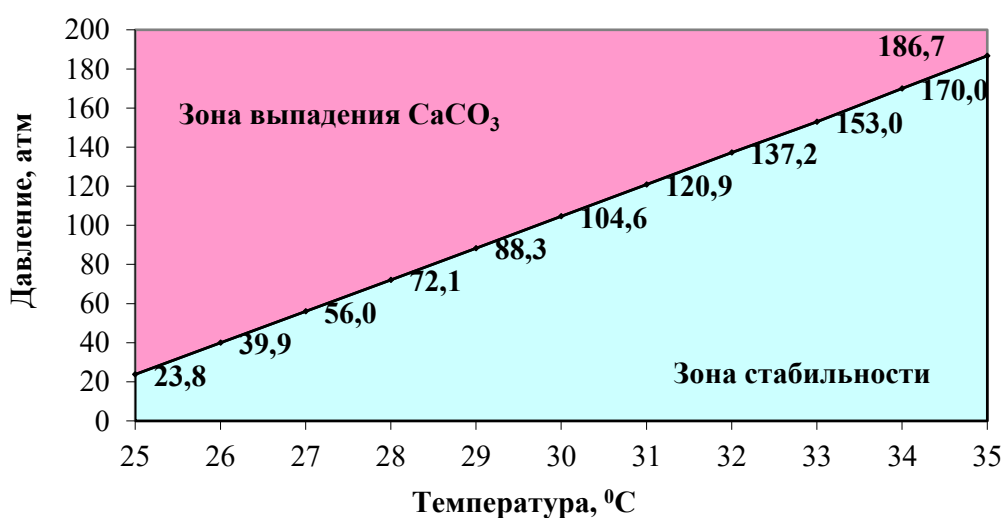


Рисунок 4.4 - PVT-диаграмма условий выпадения кальцита для скважин Крапивинского месторождения

Таблица 4.6 - Расчетные значения критической концентрации CO_2 в попутной воде (мг/л) и мольной доли CO_2 в газовой фазе при различных температурах

Температура, °C	Крапивинское м/р			
	У _{со2} , мольн.доли CO ₂ пл.нефти - 0,54 % мольн.	Вход УПН, мг/л Ca ²⁺ - 314 HCO ₃ ⁻ - 793	Средний состав, мг/л Ca ²⁺ - 556 HCO ₃ ⁻ - 972	У _{со2} , мольн.доли CO ₂ пл.нефти - 0,10 % мольн.
		CO ₂ – мг/л		
20	0,02183	38	60	0,004139
25	0,02129	42	67	0,004031
30	0,02079	47	74	0,003923
35	0,02032	53	83	0,003842
40	0,01988	60	94	0,003757
45	0,01948	68	107	0,00368
50	0,01912	78	122	0,003609

Так же исследованы PVT-диаграммы для Крапивинского месторождения, определяющие диапазон критических параметров изменения температуры и давления в сепараторах УПН при выпадении кальцита в зависимости от изменения ионного содержания воды и содержания CO_2 в пластовой нефти.

Содержание CO_2 в пластовой нефти при построении PVT-диаграмм варьировалось от среднего значения для Крапивинского месторождения от 0,54 % мольн., до 0,1 % мольн. (установлено расчетными методами по результатам анализа проб попутно-добываемой воды).

Анализ PVT-диаграмма свидетельствует о значительном влиянии состава воды и содержания CO_2 в пластовой нефти на термодинамическое равновесие раствора в отношении кальцитообразования. Рост содержания ионов Ca^{2+} и HCO_3^- в водной фазе, снижение содержания диоксида углерода в газовой фазе (а, следовательно, и в водной среде) вызывают необходимость увеличения давления в системе для предотвращения кальцитообразования.

4.3. Анализ солеобразования в скважинах и нефтепромысловом оборудовании

Ранее проведенными исследованиями были выявлены основные факторы, оказывающие влияние на солеобразование кальцита: содержание солеобразующих ионов в пластовой воде, величина забойного давления и температура в скважине, обводненность скважинной продукции [8,9]. Показано, что рост обводненности скважинной продукции, способствует интенсификации выпадения кальцита и, как следствие, снижению наработки на отказ ЭЦН в осложненных скважинах нефтяных месторождений.

В этой связи для анализа процесса кальцитообразования основное внимание было обращено на скважины, добывающие скважинную продукцию средней и высокой обводненности, ибо основная причина солеотложения — это состав и объемы добываемой и транспортируемой воды на месторождении.

Проведенными исследованиями установлено, что кальцитообразование протекает в скважинах, на кустах месторождения, перед УПСВ и ДНС из-за смешения вод с различным содержанием солеобразующих ионов, в аппаратах УПСВ и ДНС отстойного типа.

Моделированием установлено, что во всех обследованных скважинах добываемая пластовая вода находится в перенасыщенном солеобразующими ионами состоянии и кальцитообразование начинается в призабойной зоне пласта и на забое скважины. В этой связи отложению кальцита будут подвержены скважинные насосы с разной степенью интенсивности. Наиболее интенсивное выпадение кальцита на ЭЦН ожидается в скважинах:

- скв. 124/2, 188/3, 300/16, 320/16, 323/16, 325/16, 327/16, 333/16, 347/26, 357/26, 359/6, 361/6, 381/26, 433/5, 425/5.

На ряде скважин отмечен вынос выпавшего кальцита в трубопроводные коммуникации – скв. 298/16, 323/16, 327/16, 425/16, 188/3 Крапивинского месторождения.

Интенсивное кальцитообразование будет протекать при смешении вод с различным содержанием солеобразующих ионов на кустах месторождений скважин средней и высокой обводненности:

- кустах 1б, 2б и 5.

Снижение содержания диоксида углерода в водной среде перед ДНС и УПСВ из-за падения давления и дальнейшего разгазирования водно-нефтяной среды вызывает дальнейшее кальцитообразование.

При смешении перед ДНС вод кустов Крапивинского месторождения, возможно образование:

- смешение воды кустов 2 и 1б – $323,7 \text{ г/м}^3$ кальцита (что соответствует $404,0 \text{ кг/сут}$);

- смешение воды кустов 2 и 6 – $228,6 \text{ г/м}^3$ кальцита (что соответствует $57,6 \text{ кг/сут}$);

- смешение воды кустов 2б и 1б – $237,8 \text{ г/м}^3$ кальцита (что соответствует $436,6 \text{ кг/сут}$);

- смешение воды кустов 2б и 6 – $193,3 \text{ г/м}^3$ кальцита (что соответствует $162,4 \text{ кг/сут}$);

- смешение воды кустов 3 и 5 – 0 г/м^3 кальцита (что соответствует 0 кг/сут).

Однако еще более интенсивное кальцитообразование будет протекать в аппаратах (сепараторах, отстойниках) УПН Крапивинского месторождения (табл. 4.3). Это связано с дальнейшим разгазированием нефтепромысловой продукции, снижением содержания растворенного диоксида углерода в водной среде и увеличением содержания солеобразующих ионов (кальция либо гидрокарбоната). Ранее проведенный анализ (раздел 3.2) показал, что в скважинах низкой обводненности отмечается рост содержания солеобразующего аниона гидрокарбоната и некоторое снижение содержания катиона кальция. Интенсивность кальцитообразования на УПН будет определяться и температурой в этих аппаратах. Причем при снижении температуры интенсивность выпадения кальцита снижается.

Таким образом, высокая интенсивность кальцитообразования прогнозируется на ЭЦН ряда скважин кустов 2, 3, 1б, 2б, 6, 5, при смешении вод кустов 1б, 2б и 5 на входе, в сепараторах и отстойниках УПН Крапивинского месторождения.

Необходимо отметить, что, так как большинство нефтепроводных коммуникаций исследованных месторождений транспортирует скважинную продукцию в эмульсионном режиме с внешней нефтяной фазой, то контакт поверхности металла с водной средой и формирование осадков прогнозируется на УПСВ и УПН в сепараторах и отстойниках, где осуществляется процесс разделения водной и нефтяной фаз.

В результате проведенного анализа установлено:

- интенсивному кальцитообразованию подвержено насосное оборудование скв. 124/2, 188/3, 300/1б, 320/1б, 323/1б, 325/1б, 327/1б, 333/1б, 347/2б, 357/2б, 359/6, 361/6, 381/2б, 433/5, 425/5 Крапивинского месторождений;
- при смешении попутно-добываемых вод со скважин кустов 1б, 2б и 5 Крапивинского месторождения из-за разного содержания солеобразующих ионов наблюдается выпадение кальцита. Процесс интенсифицируется с ростом температуры и снижением содержания CO_2 в смеси вод;
- при движении скважинной продукции по нефтепроводным коммуникациям наблюдается снижение температуры, что уменьшает интенсивность кальцитообразования, но снижение содержания CO_2 в водной фазе компенсирует и усиливает этот процесс. Наиболее подвержены солеотложению кальцита УПН Крапивинского месторождения, где протекает расслоение водной и нефтяной фаз, и водная среда с кристаллами кальцита контактирует с металлической поверхностью оборудования;

5. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ ВЫПАДЕНИЯ КАЛЬЦИТА

Эффективность ингибиторов солеотложения определялась по ингибированию отложения карбоната кальция на моделях пластовой воды в соответствии с РД 39-0148070-026ВНИИ-86 «Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения» [10].

Методика испытаний заключалась в добавлении к модели воды ингибитора в количестве 10 - 100,0 мг/л. Пробы с ингибитором и без него - "холостая" проба - термостатировались при температуре 90 °С в течение 5 часов. После охлаждения проб отфильтровывался выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилонометрическим титрованием.

Эффективность ингибирования (\mathcal{E} , %) рассчитывалась по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_p - C_x) * 100 / (C_0 - C_x), \% \quad (5.1)$$

где C_x - содержание катионов кальция в "холостой" пробе, мг/л;

C_p - содержание катионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/л;

C_0 - содержание катионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты проведенных экспериментов по тестированию реагентов на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция в растворах представлены в табл. 5.1.

Для хлоркальциевого типа вод, к которым относятся воды Крапивинского месторождения, наиболее эффективные реагенты выделены «желтым цветом». Следует отметить, что приведенные в табл. 5.1 результаты испытания позволяют лишь провести первичный выбор номенклатуры эффективных ингибиторов солеотложения. Для установления эффективных дозировок выбранных реагентов необходимы испытания на моделях вод конкретных месторождений.

Таблица 5.1 - Эффективность ингибиторов солеотложения

Содержание Ионов, мг/л	Ингибитор	Защита в % при дозировке, мг/л				
		5	10	20	50	100
Ca ²⁺ - 200; HCO ₃ ⁻ - 1201 Вода содержит Избыток HCO ₃ ⁻ - 591 мг/л	ПАФ-13А		26	43	50	53
	СНПХ-5301		62	82	92	90
	СНПХ-5311		37	54	70	72
	СНПХ-5312		54	78	86	87
	СНПХ-5313		58	82	70	65
	Нарлекс Д 54		96	97	70	
	Серво-367		67	83	100	100
	ОЭДФК	100	91	75		
	СНПХ-5314			100	100	100
	СНПХ-5312 Т (новый)			100	90	80
	ХПС-001			84	91	75
	ХПС-002			86	80	100
	ХПС-005			95	100	90
	Синол ИС-001		58	72	95	100
	Акватек 511А		60	80	90	73
	Акватек 511 М		65	75	80	50
	Ca ²⁺ - 1201; HCO ₃ ⁻ - 199 Вода содержит Избыток Ca ²⁺ - 1136 мг/л	СНПХ-5301		82	93	100
СНПХ-5311			96	98	100	97
СНПХ-5312			95	100	100	100
СНПХ-5313			87	95	96	91
Нарлекс Д 54			100	96	80	
Серво-367			87	89	100	100
ОЭДФК		98	95	81		
СНПХ-5314				79	70	68
СНПХ-5312 Т (новый)				75	75	75
ХПС-001				30	50	61
ХПС-002				75	30	30
ХПС-005				35	50	50
ХПС-007				79	70	70
Синол ИС-001			51	65	64	64
Акватек 511А			80	94	83	59
Акватек 511 М			67	55	75	64
Инсан			75	88	90	63

В этой связи были проведены испытания эффективности ингибиторов солеотложения Инсан, СНПХ-5311, СНПХ-5312, Серво 367, Серво 497, ПАФ 13А, ОЭДФК, НТФ на модели пластовой воды Крапивинского месторождения усредненного состава, мг/л: Na⁺ - 10926, K⁺ - 243, Ca²⁺ - 556, Mg²⁺

- 99, Ba²⁺ - 892, Sr²⁺ - 193, Cl⁻ - 18860, HCO³⁻ - 972. Результаты испытаний представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 - Исследование эффективности ингибиторов солеотложения на модели пластовой воды Крапивинского месторождения

Ингибитор	Эффективность (%)_ при дозировке, мг/л					
	2	5	10	20	50	100
Характер осадка						
Инсан	-	-	Небольшое количество хлопьев на поверхности	Раствор мутноват	Пленка на поверхности	Много хлопьевидного осадка на дне
			57	71	86	28
СНПХ 5311	-	-	Небольшое количество хлопьев на поверхности	Пленка на поверхности Раствор мутноват	Пленка на поверхности	Осадок на дне
			57	71	86	57
СНПХ 5312	-	-	Сильная муть в растворе	Раствор мутный	Раствор мутноват	Большое количество осадка на дне
			43	57	71	28
Серво 367	-	-	Много хлопьев на поверхности	Много хлопьев на поверхности	Мало хлопьев на поверхности	Очень мало хлопьев на поверхности
			40	50	70	90
Серво 497 (ингибитор коррозии-бактерицид)	-	-	Очень много хлопьев на поверхности	Очень много хлопьев на поверхности	Мало хлопьев на поверхности	Мало хлопьев на поверхности
			20	25	50	50
ПАФ 13А Марки В	-	-	Мало хлопьев на поверхности	Мало хлопьев на поверхности	Прозрачный раствор	Прозрачный раствор
			70	83	100	100
ОЭДФК	Небольшое количество хлопьев на поверхности	На поверхности образуется пленка	Небольшое количество хлопьевидного осадка на дне	Осадок на дне	Много осадка на дне	Очень много осадка на дне
НТФ	Небольшое количество хлопьев на поверхности	На поверхности образуется пленка	На поверхности образуется пленка	-	-	-

Как следует из представленных результатов эффективность ингибиторов солеотложения в отношении выпадения кальцита на моделях пластовых вод конкретных месторождений снижается из-за наличия в их составе, например, катионов щелочно-земельных металлов – бария и стронция (в частности, для Крапивинского месторождения), в значительном количестве. Достаточно

высокой эффективностью ингибирования кальцитообразования отличаются ингибиторы жидкой товарной формы – ПАФ 13А, Инсан, СНПХ 5311 в дозировке 50 г/м³, Серво 367 в дозировке 100 г/м³, ингибиторы ОЭДФК, НТФ (твердая товарная форма) в дозировке 5-10 г/м³.

При применении ингибиторов солеотложения по технологиям периодического либо постоянного дозирования следует учитывать их, как правило, относительно высокую коррозионную агрессивность из-за повышенной кислотности товарных форм ингибиторов.

Испытание коррозионной активности реагентов проводили гравиметрическим методом согласно ГОСТ 3.506-87 с использованием металлических пластинок размером 50*10*0,5 мм путем выдержки в агрессивной среде в течение 6 часов при температуре 20 °С. Результаты испытаний представлены в табл. 5.3

Таблица 5.3 - Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения и их растворов

Ингибитор солеотложения	Добавляемый ИК	Концентрация ИК, мг/л	Скорость коррозии, г/м ² час	Контроль, г/м ² час	Степень защиты, %
СНПХ 5311 (товарная форма)		100	0,80		
СНПХ 5312 (товарная форма)		100	0,86		
Инсан (товарная форма)		100	0,59		
ПАФ 13 А (товарная форма)		100	1,50		
СНПХ 5311 (50 % водный раствор)		50	0,87		
СНПХ 5312 (50 % водный раствор)		50	1,33		
Инсан (50 % водный раствор)		50	0,54		
ПАФ 13 А (50 % водный раствор)		50	1,56		

Продолжение таблицы 5.3

СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	50	0,26	0,86	70
СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	100	0,2	0,86	77
СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	200	0,2	0,86	77
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	50	0,61	0,8	24
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	100	0,53	0,8	34
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	200	0,13	0,8	84
Инсан	СНПХ 1004Р	50	0,50	0,59	15
Инсан	СНПХ 1004Р	100	0,43	0,59	27

В результате проведенных испытаний установлено, что:

- разбавление товарных форм исследованных реагентов водой, как правило, усиливает их коррозионную агрессивность;

- введение ингибиторов коррозии способно снизить коррозионную агрессивность товарных форм ингибитора солеотложения. Например, добавление в товарную форму ингибиторов солеотложения СНПХ 5312 и СНПХ 5311 ингибитора коррозии СНПХ-1004Р в дозировке 100 и 200 г/м³ снижает их скорость коррозии в отношении металла в 4,3 и 6,2 раза, соответственно.

В этой связи при применении ингибитора солеотложения, например, СНПХ 5311 по технологии постоянного дозирования в затрубное пространство скважины при помощи УДЭ либо по технологии постоянного дозирования в промышленную скважинную продукцию через БРХ рекомендуется добавлять к нему (в жидкую товарную форму) водорастворимый ингибитор коррозии, например, СНПХ 1004Р в дозировке 200 г/м³.

Необходимо отметить, что применение ингибиторов солеотложения в рекомендуемых эффективных дозировках (табл.5.2) практически не влияет на коррозионную агрессивность среды. Так, скорость коррозии металлических пластинок размером 50*10*0,5 мм в модели пластовой воды Крапивинского месторождения усредненного состава, мг/л: Na⁺ - 10926, K⁺ - 243, Ca²⁺ - 556, Mg²⁺ - 99, Ba²⁺ - 892, Sr²⁺ - 193, Cl⁻ - 18860, HCO³⁻ - 972 через 6 часов при температуре 20 °С составила 0,42 г/м²час, а при добавлении ингибитора солеотложения ПАФ 13А в дозировке 100 мг/л – 0,40 г/м²час.

Для удаления сформировавшихся карбонатных отложений в промышленной практике широко применяются растворы соляной, сульфаминовой кислот и реагенты на их основе.

Были проведены сравнительные лабораторные испытания эффективности разрушения карбонатных отложений композицией для нефтедобычи Синол-КМК-БС, выпускаемой в соответствии с ТУ 2481-008-52412574-01 ЗАО НПФ «Бурсинтез», раствором соляной кислоты марки ХЧ ГОСТ 3118-77 и сульфаминовой кислотой. Соляная кислота использовалась в виде 15; 8, 5, 2,9 и 1,8 % растворов с добавлением 0,5 % поверхностно-активного вещества (ПАВ) Нефтенол ВВД и 0,5 % ингибитора коррозии (ИК) СНПХ-1004 р. Сульфаминовая кислота использовалась в виде 10 % раствора.

Методика испытания состояла в погружении образца мрамора либо гидрофобизированного нефтью мела в испытуемый раствор (отношение массы раствора к массе образца в экспериментах составляло 10:1) и выдержке его в течение 30, 60, 90 и 120 минут с периодическим взвешиванием. По изменению массы образца определялась эффективность разрушения его карбонатной составляющей. Температура в экспериментах составляла 20 °С. Результаты экспериментов представлены в табл. 5.4.

В результате проведенных испытаний установлено, что:

- композиция для нефтедобычи Синол-КМК-БС обладает способностью к растворению карбонатных отложений. По эффективности действия на карбонаты различной структуры (мрамор, гидрофобизированный мел) данный реагент близок к 15 % соляной кислоте с добавками ПАВ и ИК. Коррозионная агрессивность композиции Синол-КМК-БС немного выше (на 22 %), чем 15 % соляной кислоты с добавками 0,5 % поверхностно-активного вещества (ПАВ) Нефтенол ВВД и 0,5 % ингибитора коррозии (ИК) СНПХ-1004 р;

- эффективность действия 8 и 5 % растворов Синола-КМК-БС по отношению к карбонатным отложениям (гидрофобизированный мел), соответственно, в 1,7-2,6 и 2,5-4,0 раза ниже эффективности товарной формы реагента;

- по эффективности действия на карбонат (гидрофобизированный мел) 8 и 5 % растворы Синола-КМК-БС близки к 2,9 и 1,8 % соляной кислоте с добавками ПАВ и ИК, соответственно. Коррозионная агрессивность 8 % Синола-КМК-БС и 2,9 % соляной кислоты с добавками ПАВ и ИК находится практически на одном уровне 0,6-0,66 г/м²час;

- по эффективности действия на карбонат (гидрофобизированный мел) и мрамор 8 и 5 % растворы Синола-КМК-БС уступают 8 и 5 % растворам соляной кислоте с добавками ПАВ и ИК, соответственно. Коррозионная же агрессивность 8 % Синола-КМК-БС и 8 % соляной кислоты с добавками ПАВ и ИК, 5 % Синола-КМК-БС и 5 % соляной кислоты с добавками ПАВ и ИК, соответственно, находится практически на одном уровне;

- растворимость карбонатных отложений (гидрофобизированный мел) в 10 % растворе сульфаминовой кислоты значительно ниже, чем во всех испытанных ранее растворах Синола-КМК-БС и соляной кислоты. К тому же, как показали эксперименты, смешение воды, содержащей катионы бария, с раствором сульфаминовой кислоты приводит к выпадению солевых осадков. В связи с чем, не рекомендуется применять данный реагент для удаления карбонатных отложений на месторождениях, пластовая вода которых содержит катионы бария и стронция, дающие с производными серной кислоты плохо растворимые осадки.

Таким образом, композиция для нефтедобычи Синол-КМК-БС, выпускаемая в соответствии с ТУ 2481-008-52412574-01, и состав 5 - 8 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК могут быть рекомендованы для проведения опытно-промышленных испытаний, как удалители карбонатных отложений. Окончательный выбор композиции для удаления выпавших карбонатных осадков следует производить сравнением соотношений «цена – эффективность действия» реагента.

Таблица 5.4 - Эффективность растворения карбонатных отложений

Состав композиции	Потеря массы (%) за время, мин				Скорость коррозии, г/м ² час
	30	60	90	120	
Образец - мрамор					
Синол – КМК-БС	10,8	33,5	56,1	77	1,10
15 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	15,3	38,2	64,5	75,4	0,90
8 % Синол – КМК-БС	1,9	3,5	7,6	15,2	0,66
8 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	4,3	6,9	13,9	23,6	0,63
5 % Синол – КМК-БС	1,5	2,6	3,5	4,6	0,63
5 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	4,0	5,0	9,0	13,1	0,60
Образец – гидрофобизированный нефтью мел					
Синол – КМК-БС	27,5	37,5	42,1	57,9	1,10
15 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	28,5	39,2	47,0	52,9	0,90
8 % Синол – КМК-БС	10,5	20,6	24,4	26,8	0,66
8 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	21,6	34,6	45,2	48,3	0,63
2,9 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	11,3	20,0	26,3	30,0	0,60
5 % Синол – КМК-БС	6,8	14,1	16,4	19,8	0,63
5 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	19,6	29,2	36,7	45,2	0,60
1,8 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК	1,7	6,9	12,1	15,5	0,50
10 % сульфаминовая кислота		1,36	3,06	6,46	0,98

6. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КАЛЬЦИТА

Для повышения эффективности профилактических мероприятий по предупреждению солеотложения необходима предварительная очистка от накопившихся отложений солей (кальцита) насосного оборудования осложненных скважин, оборудования УПН, резервуарного парка.

Очистка оборудования производится по следующим технологиям и в следующей последовательности.

6.1. Удаление солеотложения из насосного оборудования

Механизм удаления

Удаление производится при работающем насосном оборудовании путем подачи в затрубное пространство скважины солянокислотного раствора. Главным требованием при такой обработке является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. Броня кабеля выполнена из оцинкованного железа, активно взаимодействующего с кислотой. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии кислоты.

Следует помнить, что снижение концентрации кислоты уменьшает скорость реакции раствора с отложениями, из-за чего следует предусмотреть больший объем кислотного раствора для увеличения продолжительности работы оборудования в кислотной среде.

Обязательным условием удаления солеотложения в насосном оборудовании является необходимость промывки ствола скважины раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность

оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки.

Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавить ингибитор солеотложений.

Для проведения работ по удалению цех добычи подает заявку на скважины, производительность которых существенно снизилась, но анализ динамического уровня говорит о чистом состоянии призабойной зоны. Косвенным свидетельством появления отложений на насосе может служить увеличение силы тока на амперметре станции управления.

6.2. Удаление солеотложения из ствола скважины

Механизм удаления

Если при подъеме насоса имели место затяжки в начальный период извлечения, можно предположить наличие солеотложения в колонне ниже приема насоса.

Для удаления отложений используют технологию солянокислотной ванны. В отличие от обычной солянокислотной ванны в стволе скважины с солеотложением объем кислоты принимается равным внутреннему объему колонны от приема насоса до нижних отверстий перфорации. Ниже интервала перфорации в зумпфовой части скважины в этот период ставится буфер из тяжелого раствора. Объем буфера равен внутреннему объему колонны в интервале от нижних отверстий перфорации до забоя. Данный прием позволяет сэкономить значительный объем кислоты.

Концентрация кислотного раствора принимается 15 %. В кислоту добавляется ингибитор коррозии и стабилизатор. В случае карбонатных отложений категорически запрещается добавка в солянокислотный раствор глинокислоты.

Время реакции устанавливается не менее 10 часов.

По окончании очистки обязательно проводится промывка ствола скважины от продуктов реакции.

6.3. Удаление солеотложения из призабойной зоны пласта

Механизм удаления

Удаление солеотложения в ПЗП добывающей скважины производится простой солянокислотной обработкой.

Обязательным элементом солянокислотной обработки должна быть предварительная солянокислотная ванна с удалением отложений из эксплуатационной колонны. Без такого удаления солянокислотный раствор по пути на забой скважины будет интенсивно реагировать с отложениями в стволе скважины, снижая свою эффективность.

Расчет объема кислотного раствора

Объем кислотного раствора выбирается исходя из глубины отложений. Как правило, глубина отложений не известна. На практике хорошие результаты получены при расходе кислоты $0,5 \text{ м}^3$ на один погонный метр перфорации. Концентрация кислоты принимается 15 %.

Композиция кислотного раствора

Категорически недопустимо добавление в раствор плавиковой кислоты.

В состав кислотной композиции добавляется ингибитор коррозии, ПАВ-интенсификатор. Продукты кислотной обработки растворимы в воде и немедленного извлечения не требуют.

Рекомендуется добавка в кислотный состав 1-2 % ингибитора солеотложения ОЭДФК, НТФ и др. Такая добавка позволит избежать отложений после запуска скважины в работу в течение 1-2 недель.

Продолжительность реакции кислотного состава в ПЗП - 1-2 часа.

6.4. Удаление солеотложения из наземного оборудования

Общие сведения

Основными местами отложения солей в наземном оборудовании системы сбора нефти является сборный коллектор добывающей скважины до замерной установки, автоматическая групповая замерная установка АГЗУ, печи ППН, отстойники УПН.

В нефтесборном коллекторе откладывается соль, выпавшая из добываемого флюида в результате изменения термобарических условий движения жидкости.

В АГЗУ дополнительной причиной солеотложения может явиться смешение вод различного химического состава, поступивших от разных скважин.

Интенсификация солеотложения в печах установки ППН обусловлена снижением содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе при движении добываемой продукции по нефтепроводным коммуникациям из-за падения давления и увеличения разгазирования и нагревом продукции скважин для увеличения скорости деэмульсации.

Основной причиной солеотложения в отстойниках УПН является дальнейшее разгазирование подготавливаемой продукции и снижение содержания растворенного диоксида углерода в водной среде

Для очистки нефтесборного коллектора и АГЗУ производят закачку кислотного состава в направлении от солеотлагающей скважины к замерной установке с небольшой скоростью при остановленной скважине.

Расчет объема кислотного раствора

Для обработки используется 5-10 % раствор кислоты. С целью снижения его коррозионной агрессивности кислотный раствор дополнительно ингибируется 0,5 % катионноактивного ПАВ либо введением водорастворимого ингибитора коррозии. Для обработки берется 2- 3 м³ кислотного раствора.

По окончании закачки кислоты выдерживают в течение 30 мин в трубе закачанный раствор, затем нефтесборный коллектор промывается 1 % раствором неионогенного ПАВ с целью отмыва поверхности трубы от отложений и создания пленки, предупреждающей в течение некоторого времени отложения солей на поверхности обработанного трубопровода.

Расчет объема раствора соляной кислоты для удаления отложения кальцита из аппаратов отстойного типа

Для определения объемов солянокислотной обработки для удаления карбонатных отложений необходимо предварительно оценить их объем.

Так как отложения кальцита связаны с уменьшением содержания солеобразующего катиона кальция в водной среде, то поступают следующим образом:

1. Определяют содержание катиона кальция в водной среде на входе $\text{Ca}^{2+}_{\text{ВХ}}$ и выходе из аппарата $\text{Ca}^{2+}_{\text{ВЫХ}}$ (г/м³)
2. Рассчитывают объем прокачанной через аппарат воды после проведения предыдущей очистки (V), м³
3. Масса отложения кальцита в аппарате составит G_{CaCO_3} (кг)

$$G_{\text{CaCO}_3} = (\text{Ca}^{2+}_{\text{ВХ}} - \text{Ca}^{2+}_{\text{ВЫХ}}) * 100 * V / (40 * 10^3), \text{ кг} \quad (6.1)$$

Для проведения обработки возможно применение 5 - 10 % растворов соляной кислоты с добавками поверхностно-активных веществ (0,5 %) и водорастворимого ингибитора коррозии (0,5 %). ПАВ способствуют гидрофилизации отложений гидрофобизированных нефтяной пленкой. Ингибитор коррозии снижает коррозионную активность раствора соляной кислоты в отношении металлической поверхности аппарата. Необходим 3-5 кратный избыток соляной кислоты по отношению к сформировавшимся отложениям кальцита для увеличения скорости взаимодействия и эффективного растворения кальцита.

Для удаления 1 кг отложения CaCO_3 необходимо использовать 26-44 л 8 % раствора соляной кислоты либо 43-71 л 5 % раствора соляной кислоты.

Время выдержки раствора кислоты в аппарате с отложениями должно составлять для 5 % раствора не менее 1,5-2 часов, для 8 % раствора 1-1,5 часа.

При наличии большого объема отложений обработка может быть осуществлена повторно.

После проведения обработки аппарат промывается водой и запускается в работу.

После проведения солянокислотной обработки для предупреждения дальнейших отложений проводится их ингибирование.

6.5. Технологии ингибирования солеотложения

Выбор технологии ингибирования зависит от двух параметров:

- зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент,
- производительности скважины, подлежащей ингибированию.

Немалую роль играет расположение солеотлагающих скважин на месторождении.

Существует, как минимум десять различных способов ингибирования:

- добавление ингибитора к жидкости глушения,
- дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ,
- дозирование ингибитора групповой дозирующей установкой БРХ в затрубное пространство скважины,
- дозирование с применением глубинного дозатора,
- периодическое дозирование в скважину,
- адсорбция ингибитора в пласте,
- адсорбция ингибитора в пласте при поглощении жидкости глушения,
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину,

- дозирование ингибитора в группу нагнетательных скважин с КНС,
- дозирование ингибитора при массовом применении методов ПНП [1].

6.5.1. Добавление ингибитора к жидкости глушения

Добавление ингибитора солеотложения к жидкости глушения производится с целью избежать несовместимости ионного состава растворенной соли жидкости глушения с ионами пластовой воды или избежать солеобразования в процессе растворения соли (сильвинит, Лиман-800, карналитовая руда и др.) при приготовлении жидкости глушения. Ингибитор может добавляться в жидкость для глушения скважин и на участках интенсивного солеотложения на месторождениях.

Присутствие ингибитора солеотложения в жидкости глушения позволяет избежать отложения солей впервые несколько дней после запуска скважины. Известны случаи выхода насосного оборудования из строя по причине солеотложений через 15 дней после запуска скважины, поэтому и такие незначительные сроки защиты могут быть, тем не менее, очень полезными.

Кроме того, вывод скважины на режим занимает несколько дней, иногда неделю и более. Весь этот период индивидуальное дозирующее устройство не подключается к затрубному пространству скважины потому, что затрубное пространство используется для периодического контроля уровня жидкости в скважине. В период вывода на режим, таким образом, скважина оказывается незащищенной и добавление ингибитора к жидкости глушения является одним из основных методов защиты от солеотложения на этот период.

Расчет расхода ингибитора

Расход ингибитора рассчитывается путем умножения рекомендуемой дозировки для разных типов ингибитора на объем приготавливаемой жидкости глушения:

$$V_{\text{инг}} = p * V, \quad (6.2)$$

где p – рекомендуемая дозировка, мг/л ($\text{г}/\text{м}^3$);

V – объем пачки жидкости глушения, л (м^3).

6.5.2. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ

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

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

Расчет дозировки

Количество ингибитора, дозируемого в скважину (P , кг/сут), рассчитывается по формуле

$$P = P_0 \cdot Q_B / 10^3, \quad (6.3)$$

где Q_B - производительность скважины по воде, $\text{м}^3/\text{сут}$;

P_0 – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, $\text{г}/\text{м}^3$.

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

При отсутствии дозирующих насосов малой производительности готовится 1-10 % раствор (водно-метанольный) ингибитора и закачивается существующими дозирующими насосами в затрубное пространство. Давление,

развиваемое дозировочным насосом при закачке ингибитора в затруб, должно превышать давление газа в затрубном пространстве.

6.5.3. Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины

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

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом.

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

В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора солеотложения нерастворимого в нефти протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор

ингибитора задавливается на забой скважины, а ее эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое.

Условием неполного выноса воды являются следующие величины параметров

$$Re < 1600 \text{ и } L_{\text{НКТ}} < L_C \cdot r_{\text{Э}}^2 / (r_{\text{Э}}^2 + R_{\text{НКТ}}^2),$$

где Re - число Рейнольдса для нефти;

$L_{\text{НКТ}}$ – глубина подвески насоса, м;

L_C – глубина скважины, м;

$r_{\text{Э}}$ – внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;

$R_{\text{НКТ}}$ - внутренний радиус НКТ, м.

Число Рейнольдса для нефти рассчитывается по формуле

$$Re = 1,274 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot (1 - n_0) \cdot b / (172800 \cdot r_{\text{Э}} \cdot \nu), \quad (6.4)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости, м³/сут;

n_0 – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции, доля;

b – объемный коэффициент нефти в пластовых условиях;

ν - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При невыполнении вышеприведенных условий вынос воды в интервале забой-прием насоса будет полным и применение технологии не рекомендуется.

Расчет дозировки

Количество ингибитора (P , кг), подаваемого на забой скважины, рассчитывается по формуле:

$$P = K \cdot P_0 \cdot \gamma \cdot n \cdot (Q_{\text{ж}} \cdot \tau + V_3) / 10^6, \quad (6.5)$$

где $K = 1,5-2,0$ – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

τ – периодичность обработок, сут (рекомендуется периодичность 15-30 сут, при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня производится новая обработка);

V_3 – объем жидкости на забое скважины (м³) рассчитывается по формуле

$$V_3 = \pi \cdot r_C^2 (L_C - L_{\text{НКТ}}), \quad (6.6)$$

где r_C – радиус скважины, м;

$\pi - 3,14;$

γ – плотность газонасыщенной жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$) рассчитывается по формуле:

$$\gamma = [\gamma_1 + \gamma_2 \cdot \Gamma + \gamma_3 \cdot n_0 / (1 - n_0)] / [b + n_0 / (1 - n_0)], \quad (6.7)$$

где γ_1 – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

γ_2 – плотность газа в нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

γ_3 – плотность пластовой воды в нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Γ - газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

n_0 – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции рассчитывается по формуле

$$n_0 = n / [n + (1 - n) \cdot \gamma_3 / \gamma_1], \quad (6.8)$$

где n - массовая доля воды в добываемой скважинной продукции.

Если при расчете количество ингибитора P получается меньше 50 кг, то для первой закачки необходимо брать 50 кг ингибитора. При следующей закачке ингибитора на забой скважины необходимо брать расчетное количество реагента. Периодичность закачки ингибитора на забой скважины уточняется в процессе работы скважинного оборудования.

Пример расчета

Пример расчета потребности в реагентах для ингибирования солеотложения сделан для скважины со следующими значениями параметров технологического режима и физико-химических свойств нефти пласта:

- r_c – радиус скважины - 0,073 м;

- $r_{\text{э}}$ – внутренний радиус эксплуатационной колонны – 0,062 м;

- $R_{\text{НКТ}}$ - внутренний радиус НКТ – 0,031 м;

- L_c – глубина скважины - 2600 м;

- $L_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ – 1800 м;

- $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости - 20 $\text{м}^3/\text{сут}$;

- γ_1 – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях - 867,5 $\text{кг}/\text{м}^3$;

- γ_2 – плотность газа в нормальных условиях - 1,096 кг/м³;
- γ_3 – плотность пластовой воды в нормальных условиях - 1005 кг/м³;
- Γ - газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям - 70,3 м³/м³;
- b – объемный коэффициент нефти в пластовых условиях - 1,231;
- n - массовая доля воды в добываемой скважинной продукции принята - 0,15;
- ν - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях - $2,16 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- P_0 – оптимальная дозировка ингибитора принимается 30 г/т.

Расчет потребности в ингибиторе для технологии периодического ингибирования, осложненной солеотложением скважины.

Определяется вынос воды с забоя скважины.

Число Рейнольдса для нефти

$$Re = 1,274 \cdot 20 \cdot (1 - 0,132) \cdot 1,231 / (172800 \cdot 0,062 \cdot 2,16 \cdot 10^{-6}) = 1176$$

Так как $2600 \cdot 0,062^2 / (0,062^2 + 0,031^2) = 2080 > 1800$, то с забоя осуществляется неполный вынос воды и для защиты от солеотложения может использоваться технология периодического ингибирования.

Плотность газонасыщенной жидкости (ρ , кг/м³) рассчитывается по формуле

$$\rho = [867,5 + 1,096 \cdot 70,3 + 1005 \cdot 0,132 / (1 - 0,132)] / [1,231 + 0,132 / (1 - 0,132)] = 793,48$$

Объем жидкости на забое (V_3 , м³) рассчитывается по формуле

$$V_3 = 3,14 \cdot 0,073^2 \cdot (2600 - 1800) = 13,4$$

Рассчитывается количество ингибитора (P , кг), подаваемого на забой скважины по формуле

$$P = 2,0 \cdot 30 \cdot 793 \cdot 0,15 \cdot (20 \cdot 30 + 13,4) / 10^6 = 4,4 \text{ кг,}$$

где $K = 2,0$ – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

τ – периодичность обработок – 30 сут.

Так как $P = 4,4$ кг, то при проведении первой обработки рекомендуется закачивать 50 кг ингибитора.

6.5.4. Технология задавливания ингибитора в пласт

Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей [1].

Для подготовки поверхности породы, удаления уже образовавшихся отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой по объему кислотной обработкой скважины. Этот прием, одновременно, позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт (рис. 5.2).

Расчет объемов закачки

Рассчитывается количество ингибитора (P , кг), задавливаемого в призабойную зону пласта по формуле

$$P = K \cdot P_0 \cdot Q_B \cdot \tau_1 / 10^3, \quad (6.9)$$

где τ_1 – предполагаемое время защиты скважины от солеотложения, сут (принимать равным не менее 100 сут).

Требуемое время защиты оборудования от солеотложения уточняется из практики или устанавливается Заказчиком и обычно составляет 180 суток. Если при расчете количество ингибитора P получается меньше 200 кг, то для закачки необходимо брать 200 кг ингибитора.

Объем продавочной жидкости (V , м³) рассчитывается по формуле

$$V = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot H_{\pi} + v, \quad (6.10)$$

где m – коэффициент пористости;

r – предполагаемый радиус проникновения ингибитора в пласт, м
(принимается 3-5 м);

$H_{\text{п}}$ – вскрытая мощность пласта, м;

v – объем НКТ, м³.

Пример расчета.

Примем расчетное время защиты равным 100 сут.

$$P = 2,0 \cdot 30 \cdot 20 \cdot 0,132 \cdot 1005 \cdot 100/106 = 15,9 \text{ кг}$$

Так как при расчете количество ингибитора $P = 15,9$ кг получается меньше 200 кг, то для задавки необходимо брать 200 кг ингибитора.

6.5.5. Технология дозирования через систему ШД

Закачка ингибитора в нагнетательную скважину продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора объемом в 6 м³. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, независимо от залпового режима закачки более-менее постоянна. Закачиваемый в пласт ингибитор частично адсорбируется на поверхности породы, частично уносится потоком пластовых флюидов в зоны пласта не склонные к солеотложению. С учетом общих потерь ингибитора на адсорбцию и унос в удаленные зоны объем ингибитора для закачки берется в два - пять раз выше требуемого для поддержания условий ингибирования в солеотлагающих скважинах.

Адсорбированный на породе пласта ингибитор постепенно десорбируется с поверхности породы и поступает в добывающую скважину.

Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины по наиболее проницаемым пропласткам в течение приблизительно первых десяти дней после закачки (для каждого из участков скорость продвижения жидкости индивидуальна). Реальную скорость продвижения жидкости определяют в ходе закачки трассирующих веществ (индикаторные закачки). Вслед за первым поступлением ингибитора к скважине подходит основной фронт закачиваемой

воды с десорбированным ингибитором. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ.

Расчет объемов закачки

При постоянной обработке нагнетательных скважин ежедневная подача ингибитора (кг/сут) должна составлять

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} * P_{\text{o}} * 100 / ((100 - \Pi) * 1000),$$

где P_{o} – оптимальная дозировка ингибитора для пластовых вод, г/м³;

Π – безвозвратные потери ингибитора из-за необратимой адсорбции на породе пласта и в процессе уноса в удаленные зоны пласта, %,

$Q_{\text{в}}$ – приемистость нагнетательной скважины, м³/сут.

При периодической обработке расчет объема ингибитора (кг) на один цикл производят по следующей формуле

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} * P_{\text{o}} * 100 * t / ((100 - \Pi) * 1000 * r), \quad (6.11)$$

где t – время предполагаемой защиты от солеотложения - 180 сут;

r – количество циклов обработки.

Обычно при проведении первых 2-5 циклов закачки рекомендуется вводить в обрабатываемую воду ударное количество ингибитора солеотложения (предпочтительно не менее 100 г/м³). Рекомендуется закачивать в нагнетательные скважины 5-10 % раствор ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации.

Пример расчета.

Примем расчетное время защиты от солеотложения равным 180 сут.

Количество циклов обработки – 15 циклов. Число циклов обработки ударной дозой ингибитора – 5 циклов.

Безвозвратные потери ингибитора из-за необратимой адсорбции на породе пласта и в процессе уноса в удаленные зоны пласта примем 60 %.

Оптимальная дозировка ингибитора для пластовых вод - 30 г/м³.

Приемистость нагнетательных скважин - 1000 м³/сут.

Тогда суммарное количество ингибитора для обработки нагнетательных скважин в режиме ударной дозировки (5 циклов) составит

$$Q_{\text{сут}} = 1000 * 100 * 100 * 180 * 5 / ((100 - 60) * 1000 * 15) = 15000 \text{ кг}$$

Количество 10 % раствора ингибитора составит $15 * 100 / 10 = 150 \text{ т}$.

Количество ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит

$$Q_{\text{сут}} = 1000 * 30 * 100 * 180 * 10 / ((100 - 60) * 1000 * 15) = 9000 \text{ кг}$$

Количество 10 % раствора ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит $9 * 100 / 10 = 90 \text{ т}$.

В пласты Крапивинского месторождений ингибитор рекомендуется закачивать дискретно в течение 30 суток 1 раз в 2 суток, т.е. 15 циклов, в виде 5-10 % раствора ингибитора в оптимальной дозировке 5 г/м³.

Тогда суммарное количество ингибитора для обработки всех действующих нагнетательных скважин и Крапивинского месторождений в режиме оптимальной дозировки на одну 15 цикловую обработку составит 64,35 и 35,19 т, соответственно. В год из расчета проведения двух обработок необходимо 128,7 и 70,38 т ингибитора ОЭДФК, соответственно.

Расчет расхода ингибитора представлен в табл. 6.1.

Таблица 6.1 - Расчет расхода ингибитора ОЭДФК для обработки нагнетательных скважин Крапивинского месторождения

Нагнетательная скважина	Приемистость, м ³ /сут	Потери на отсутствие гидродинамической связи, %	Доля потерь в пласте на необратимую адсорбцию, %	Расход ингибитора для одного цикла, кг	Расход ингибитора для 15 циклов, т	Общий расход ингибитора на две обработки в год, т
36	330	40	30	66	0,99	1,98
61	150	40	30	30	0,45	0,9
156	80	40	30	16	0,24	0,48
170	600	40	30	120	1,8	3,6
191	600	40	30	120	1,8	3,6
203P	500	40	30	100	1,5	3
299	0	40	30	0	0	0
301	170	40	30	34	0,51	1,02
304	550	40	30	110	1,65	3,3
308	600	40	30	120	1,8	3,6
309	220	40	30	44	0,66	1,32
312	1200	40	30	240	3,6	7,2
322	180	40	30	36	0,54	1,08
326	250	40	30	50	0,75	1,5

Продолжение таблицы 6.1

345	1100	40	30	220	3,3	6,6
350	450	40	30	90	1,35	2,7
354	400	40	30	80	1,2	2,4
362	300	40	30	60	0,9	1,8
364	500	40	30	100	1,5	3
368	700	40	30	140	2,1	4,2
383	350	40	30	70	1,05	2,1
385	1000	40	30	200	3	6
387	180	40	30	36	0,54	1,08
393	180	40	30	36	0,54	1,08
419	550	40	30	110	1,65	3,3
437	80	40	30	16	0,24	0,48
1001	50	40	30	10	0,15	0,3
1003	460	40	30	92	1,38	2,76
ИТОГО	11730			2346	35,19	70,38

7. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЯ

Данная информация скрыта, так как относится к категории «коммерческая тайна»

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данная информация скрыта, так как относится к категории «коммерческая тайна»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализом минерального состава осадков установлено, что солеотложения в системе нефтесбора и подготовки нефти Крапивинского месторождения представлены кальцитом.

Попутно-добываемая вода осложненных скважин Крапивинского месторождения принадлежит к хлоркальциевому типу. Ее отличительной особенностью является высокое содержание ионов Ca^{2+} и Sr^{2+} , изменяющееся в диапазоне 248-1003 и 59-243 мг/л, соответственно. В водах отмечено преобладание катиона кальция над гидрокарбонат-анионом для большинства скважин.

Моделированием солеобразования установлено:

- во всех обследованных скважинах кальцитообразование начинается в призабойной зоне пласта и на забое скважины. Интенсивному кальцитообразованию подвержено насосное оборудование скв. 124/2, 188/3, 300/16, 320/16, 323/16, 325/16, 327/16, 333/16, 347/26, 357/26, 359/6, 361/6, 381/26, 433/5, 425/5.

- при смешении попутно-добываемых вод со скважин кустов 16, 26 и 5 Крапивинского месторождений из-за разного содержания солеобразующих ионов наблюдается выпадение кальцита. Процесс интенсифицируется с ростом температуры и снижением содержания CO_2 в смеси вод;

- при движении скважинной продукции по нефтепроводным коммуникациям наблюдается снижение температуры, что уменьшает интенсивность кальцитообразования, но снижение содержания CO_2 в водной фазе компенсирует и усиливает этот процесс. Наиболее подвержены солеотложению кальцита отстойники и газосепараторы УПН Крапивинского месторождения, где протекает расслоение водной и нефтяной фаз, и водная среда с кристаллами кальцита контактирует с металлической поверхностью оборудования;

Для предупреждения солеотложения кальцита рекомендуется применение ингибиторов солеотложения в жидкой товарной форме – ПАФ 13А, Инсан, СНПХ 5311 в дозировке 50 г/м³, серво 367 в дозировке 100 г/м³, ингибиторов ОЭДФК, НТФ (твердая товарная форма) в дозировке 5-10 г/м³.

Для снижения коррозионной агрессивности рекомендуется введение ингибиторов коррозии в товарную форму ингибитора солеотложения. Добавление в товарную форму ингибиторов солеотложения СНПХ 5312 и СНПХ 5311 ингибитора коррозии СНПХ-1004Р в дозировке 100 и 200 г/м³ снижает их скорость коррозии в отношении металла в 4,3 и 6,2 раза, соответственно.

Для реализации технологии закачки ингибитора, совместно с нагнетаемой в пласт водой на рассматриваемых месторождениях, произведен расчет потребности в ингибиторе солеотложения для технологии дискретной закачки реагента ОЭДФК в течение 30 суток с периодичностью 1 раз в 2 суток, т.е. 15 циклов, в виде 5-10 % раствора ингибитора в оптимальной дозировке 5 г/м³. Количество реагента для обработки всех действующих нагнетательных скважин Крапивинского месторождения в режиме оптимальной дозировки на одну 15 цикловую обработку составит 64,35 и 35,19 т, соответственно.

Предложены варианты предупреждения солеотложения для Крапивинского месторождения:

Рекомендуемый вариант.

1. Установка УДЭ с постоянной подачей ингибитора солеотложения в скважины, имеющие наработку на отказ ЭЦН по причине солеотложения до 180-240 суток кустов 1б, 2б, 2,3, 5, 6.

2. Установка погружных скважинных контейнеров на осложненные солеотложением скважины с дебитом до 100 м³/сут и обводненностью 50-80 %.

3. Подача ингибитора солеотложения для ингибирования транспортируемой по системе нефтесбора скважинной продукции в недостающей концентрации через БРХ кустов 1б, 2б и 5 Крапивинского месторождения.

Вариант 2 (менее затратный).

1. Установка УДЭ с постоянной подачей ингибитора солеотложения в скважины, имеющие наработку на отказ ЭЦН по причине солеотложения до 180-240 суток, кустов 1б, 2б, 2,3, 5, 6 Крапивинского месторождения.

2. Подача ингибитора солеотложения через БРХ на вход УПН Крапивинского месторождения в недостающей концентрации для ингибирования кальцитообразования в оборудовании пунктов подготовки нефти.

Список используемых источников

1. ОТЧЕТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ ЗАО «УфаНИПИнефть» «Исследование причин солеобразования в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, разработка и адаптация способов предупреждения солеотложения для объектов ОАО «Томскнефть-ВНК»
2. Гиматутдинов Ш.К., Ибрагимов Л.Х., Гаттенбергер Ю.А. и др. Солеотложение при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними: Учеб. пособие для вузов. Грозный, 1985. – 87 с.
3. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia02/aut02/p52_73.pdf
4. Свидетельство № 2004612075. Программа прогноза солеотложения CaCO_3 в нефтяной скважине (SPOW)/ Рагулин В.В., Латыпов О.А., 09.09.2004.
5. Свидетельство № 2004612076. Программа прогноза солеобразования CaCO_3 при смешении вод (Calcium)/ Рагулин В.В., Латыпов О.А., 09.09.2004.
6. Е.О. Антонова, Г.В. Бахмат, И.А. Иванов, О.А. Степанов. Теплообмен при трубопроводном транспорте нефти и газа. - Санкт-Петербург: Недра.- 1999 г. - 228 с.
7. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
8. [Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗА [СТО 51.00.021-84]
9. Рагулин В., Латыпов О., Михайлов А., Волошин А., Смолянец Е., Теплов В. Моделирование солеобразования при нефтедобыче и технологии его предупреждения. — М.: «Научно-технический вестник ЮКОС», № 6, 2003, с. 42-47.
10. Рагулин В.В, Михайлов А.Г, Волошин А.И, Смолянец Е.Ф, Теплов В.М. Технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании. – М.: Технологии ТЭК, № 4, 2004.

11. РД 39-0148070-026 ВНИИ-86. Технология оптимального применения ингибиторов со-леотложения.- Тюмень: СибНИИИП, 1986.- 37 с.
12. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр.
13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
14. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества».
15. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общитребования».
16. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр. /Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с
17. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.