

Министерство науки и высшего образования 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 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
ОБОСНОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПОГРУЖНОМ ОБОРУДОВАНИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ				

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Червинский Владислав Юрьевич		

Руководитель

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство науки и высшего образования 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 Отделение 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
2Б6П	Червинскому Владиславу Юрьевичу

Тема работы:

Обоснование и применение методов предупреждения и борьбы с солеотложениями в погружном оборудовании на месторождениях Западной Сибири
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геологические условия формирования солеотложений. Анализ источников и причин солеобразования. Процесс формирования солевых отложений. Осложнения в работе оборудования. Анализ и обзор современных технологий предупреждения солеотложений. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой. Дозирование ингибитора с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру. Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины. Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами. Современный подход к усовершенствованию

	технологий с применением ингибитора солеотложений. Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
Анализ условий и критериев образования отложений неорганических солей в процессе добычи нефти	Максимова Юлия Анатольевна
Анализ современных технологий и технических приспособлений для борьбы с солеотложениями	Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход борьбы с солеотложениями	Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Анализ условий и критериев образования отложений неорганических солей в процессе добычи нефти
Анализ современных технологий и технических приспособлений для борьбы с солеотложениями
Комплексный подход борьбы с солеотложениями
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Задание выдал руководитель:

Руководитель

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

Консультант

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Червинский Владислав Юрьевич		

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ЭПО – электропогружное оборудование;

ОМС – отложения минеральных солей;

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;

ГФ – газовый фактор;

ПСК – погружной скважинный контейнер;

ТМС – телеметрическая система;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

УДЭ – установка дозирочная электронасосная;

БРХ – блок реагентного хозяйства;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин;

ИСТ – ингибитор солеотложений;

НТФ - нитрилотриметилфосфонат;

ПФКК - полифосфинокарбоновая кислота;

ЭДТМФ – этилендиаминтетра (метиленфосфонат);

ДЭТАПФ – диэтилентриаминопента (метиленфосфонат);

ОЭДФК - оксиэтилидендифосфоновая кислота;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УДЭ – установка дозирования электронасосная;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей флюида;

КСУ – контейнер скважинный универсальный;

КСШ – контейнер скважинный со шнеком;

КСТР – контейнер скважинный с твёрдым реагентом;

КСКР – контейнер скважинный с капсулированным реагентом;

ППД – поддержание пластового давления;

СНО – средняя наработка на отказ;

СПО – спускоподъемные операции.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 133 страниц, в том числе 45 рисунков, 28 таблиц. Список литературы включает 23 источника. Работа содержит 6 приложений.

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, порода, скважина, солеотложения, ингибитор солеотложения, ингибиторная защита, технологии защиты внутрискважинного оборудования.

Объектом исследования являются осложнения солеотложения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов и технологий защиты внутрискважинного оборудования от осложнений минеральными солями на месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – технологическое обоснование и анализ применения методов предотвращения отложений солей на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования изучались негативные влияния солеотложений на работу глубинно-насосного оборудование, рассматривались наиболее популярные технологии подачи ингибитора в скважину, а также рассмотрена методика подбора ингибитора.

В результате исследования выявлен наиболее эффективный метод защиты погружного оборудования от отложения солей.

Экономическая значимость данной работы заключается во внедрении технологии борьбы с отложениями солей путем закачки в скважину и пласт ингибитора.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ И КРИТЕРИЕВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	11
1.1 Геологические условия формирования солеотложений	13
1.1.1 Минерализация пластовых вод.....	14
1.1.2 Образование карбонатных солей.....	14
1.1.3 Образование сульфатных солей	18
1.1.4 Образование хлористых солей	20
1.2 Анализ источников и причин солеобразования.....	21
1.3 Процесс формирования солевых отложений	23
1.3.1 Идентификация солевых отложений	27
1.4 Осложнения в работе оборудования.....	30
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ	36
2.1 Анализ и обзор современных технологий предупреждения солеотложений	36
2.1.1 Физические методы	37
2.1.2 Технологические методы	39
2.1.3 Химические методы.....	43
2.1.4 Методика подбора ингибиторов.....	48
2.1.5 Выбор технологии предупреждения, прогнозирования солеотложения, и подбора погружного оборудования в программном комплексе RosPump.....	50
2.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой	62
2.3 Дозирование ингибитора с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру.....	65
2.4 Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины.....	66
2.5 Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами	70
2.6 Современный подход к усовершенствованию технологий с применением ингибитора солеотложений	77
2.6.1. Технология задавливания ингибитора в пласт (технология SQUEEZE).....	78
2.6.2 Технология дозирования ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления.....	80
2.6.3 Технология введения ингибитора с жидкостью гидравлического разрыва и проппантом (технология ScalFrac и ScaleProp).....	83
2.7 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования	85

3	КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ	88
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	94
4.1	Сущность и организация проведения мероприятия	94
4.2	Расчет сметы затрат на проведение мероприятия	94
4.3	Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти.....	97
4.4	Расчет годового экономического эффекта	99
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	104
5.1	Анализ вредных производственных факторов.....	105
5.2	Анализ опасных производственных факторов.....	107
5.3	Охрана окружающей среды	109
5.4	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	112
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	114
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	118

ВВЕДЕНИЕ

На месторождениях Западной Сибири часто сталкиваются с проблемой солеотложения в погружном оборудовании. Проблеме солеотложения уже больше 50 лет, и первые методики прогнозирования солеотложений относятся к 60-м годам прошлого века. Создаются и совершенствуются методики и сегодня. Проблема солеотложения является постоянным спутником процесса добычи нефти как на начальном, так и на завершающем этапе разработки месторождения. Несмотря на различные причины солеотложения в зависимости от стадий разработки, его последствия одинаково негативно влияют на процесс нефтедобычи. Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену. Появление этой проблемой характеризуется многими факторами, но в большей степени это происходит из-за смещения в пласте несовместимых типов вод, вода, добываемая попутно с нефтью – главный источник выделения солей в виде твёрдой фазы. Нефтяным месторождениям Западной Сибири наиболее свойственно солеобразование кальцита, барита и целестина.

Вопросы поддержания скважин эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер повышения работоспособности скважин и увеличения межремонтного периода работы установок – является борьба с солеотложениями.

1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ И КРИТЕРИЕВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В мире существует много различных методик прогнозирования возможности отложения солей при добыче пластового флюида. Эти методики основаны на законах равновесного состояния физико-химических систем, которыми и являются пластовые флюиды. Например, зависимости максимальной равновесной концентрации кальцита в воде от давления, температуры, показателя кислотности и т.д., выведенные для условий эксплуатации различных нефтяных месторождений. С каждым годом создаются и совершенствуются методики. Поэтому, когда мы говорим о том, можно ли применять ту или иную методику, надо обязательно посмотреть, какую она имеет научную основу, базис, какое количество экспериментов было проведено на промысле, и насколько результаты экспериментов адекватны тому, что получилось на математической модели. Поскольку основными компонентами в отложении солей являются сульфатные и карбонатные соли, то в соответствующих случаях необходимо применять нужные, специальные методики.

Солеобразования представляют собой отложения, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, а также внутреннюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Большинство обнаруживаемых в нефтяных месторождениях солевых образований формируется либо путем прямого осаждения из той воды, что обычно находится в пустотах пород, либо, как результат пересыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, возникающего при контакте двух несовместимых вод на забое скважин. Вероятность образования солеотложений существует независимо от того, используется ли пластовая вода нефтегазовых скважин или же закачиваемая нагнетаемая вода.

В некоторых районах, таких как Северное море и Канада, территории которых изобилуют солеотложениями, это является одной из самых главных проблем, связанных с добычей. И так же эта проблема актуальна на месторождениях Западной Сибири.

Основные солеобразующие ионы в природной воде и наиболее распространенные типы солей:

1. Катионы: Кальций Ca^{2+} , Барий Ba^{2+} , Стронций Sr^{2+} , Железо Fe^{2+} , Fe^{3+} , Натрий Na^+ и K^+ (при высоком содержании);
2. Анионы: Гидрокарбонаты HCO_3^- , Карбонаты CO_3^{2-} , Сульфаты SO_4^{2-} , Сульфиды S^{2-} , Хлориды Cl^- (при высоком содержании).

Таблица 1– Наиболее распространенные типы солей

Распространенные соли	Химическая формула	Плотность	Растворимость в воде, мг/л (25°C)
Карбонат кальция (кальцит, арагонит)	CaCO_3	2.71	14
Сульфат бария (барит)	BaSO_4	4.50	2.2
Сульфат стронция (целестин)	SrSO_4	3.96	144
Сульфат кальция (ангидрит)	CaSO_4	2.96	2090
Сульфат кальция (гипс)	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2.32	2410
Хлорид натрия (галит)	NaCl	2.16	312000
Другие соли: Соли и оксиды железа: Fe_2O_3 , FeS , FeCO_3 ; Экзотические соли: ZnS , PbS ;			

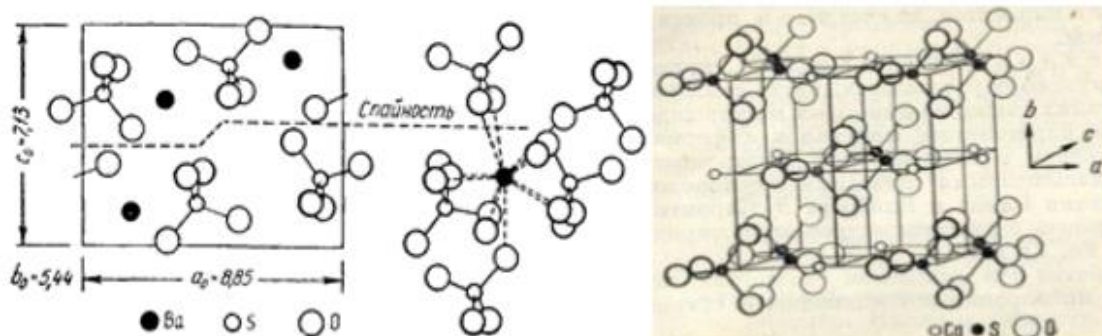


Рисунок 1 – Кристаллические структуры барита и ангидрита

1.1 Геологические условия формирования солеотложений

Наиболее распространенные виды отложений неорганических солей при добыче нефти, и основные причины изменения их растворимостей перечислены в таблице 2. Кристаллические формы отложений карбоната кальция имеют следующие различные формы: 1. кальцит; 2. фатерит; 3. арагонит. Формирование различных видов сульфата кальция включает в себя: 1. ангидрит (CaSO_4); 2. гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Таблица 2 – Наиболее распространенные соли, их формула и физические условия, вызывающие их образование

Соль	Формула	Причины изменения растворимости
Кальцит	CaCO_3	Температура, давление, парциальное давление CO_2 , общая минерализация, pH
Сидерит	FeCO_3	Температура, давление, парциальное давление CO_2 , общая минерализация, pH
Ангидрит	CaSO_4	Температура, давление, общая минерализация
Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Температура, давление, общая минерализация
Барит	BaSO_4	Температура, давление, общая минерализация
Целестин	SrSO_4	Температура, давление, общая минерализация

Три основных механизма, посредством которых при эксплуатации нефтяных месторождений соли осаждаются:

- снижение давления или повышение температуры насыщенного раствора, что приводит к снижению его растворимости (чаще всего это ведет к осаждению карбонатных солей, таких как карбонат кальция);
- смешивание двух несовместимых вод: наиболее часто морская вода в качестве закачиваемой воды содержит ионы сульфата и бикарбоната, а пластовая вода содержит катионы, в основном, кальция, бария и стронция. Когда закачиваемая вода вступает в контакт с пластовой водой в ПЗП, происходит образование сульфатных отложений;
- испарение рассола, в результате чего концентрация соли увеличивается выше предела растворимости, и это приводит к осаждению солей (это может возникать в газовых скважинах в условиях высокого давления и

высокой температуры, где сухой газовый поток может смешиваться с соевым раствором при дегидратации с низкой скоростью; при этом наиболее часто происходит осаждение хлорида натрия).

1.1.1 Минерализация пластовых вод

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95%. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. Больше всего в воде содержится хлористых солей (до 80-90% от общего содержания солей).

Виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Минерализация воды – содержание растворённых солей в г/л. Согласно академику В.И.Вернадскому (1933). По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

1. пресные с минерализацией до 1 г/л (или 1000 мг/л);
2. солоноватые (слабоминерализованные) – от 1 до 10 г/л (1000-10000);
3. солевые (минерализованные) – от 10 до 50 г/л (10000-50000);
4. рассолы, минерализация которых выше 50 г/л (50000 мг/л) [1].

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов.

1.1.2 Образование карбонатных солей

Кристаллическая форма карбоната кальция в солевых отложениях в основном представлена кальцитом, арагонитом и в меньшей степени ватеритом, причем формирование той или иной кристаллической структуры сильно зависит

от условий, в которых происходит кристаллизация, а также от ионного состава воды.

Образование отложений CaCO_3 происходит вследствие:

- а) падения давления, при котором высвобождается CO_2 ;
- б) изменение давления или температуры, что приводит к ухудшению растворимости. С повышением температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок;
- в) смешивание двух жидкостей, несовместимых по химическому составу;
- г) увеличение рН (водородного показателя) пластовых и сточных вод;
- д) применение ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита.

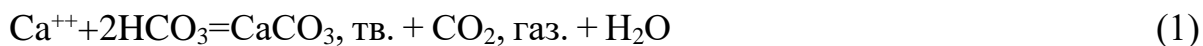
Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

Невозможно эксплуатировать скважину и надеяться гарантированно избежать образования отложений без принятия методов предупреждения. С самого начала необходимо проводить тщательные химические и термодинамические исследования, чтобы спрогнозировать образование отложений и предпринять меры для сведения к минимуму причин образования отложений, а также последствия их образования. Лучше предотвратить образование отложений, чем удалять образовавшиеся отложения. В настоящее время есть множество компьютерных программ, которые позволяют изучать процесс образования отложений.

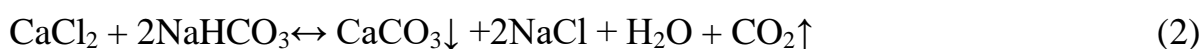
Наиболее часто встречаются в эксплуатационных скважинах отложения карбоната кальция CaCO_3 . Многие породы содержат кальцит, в результате чего пластовый раствор насыщается CaCO_3 , (растворение кальцита достигает предела).

Во время эксплуатации давление в призабойной зоне понижается, и на многих месторождениях из нефти выделяется газ уже на забое. Растворенный в

пластовой воде CO_2 , переходит в газообразное состояние, что приводит к образованию отложений CaCO_3 , как это показано в приводимой формуле:



Даже если CO_2 , не выделяется, одно давление может привести к ухудшению растворимости. Раствор становится перенасыщенным, а это приводит к отложению CaCO_3 . Отложения карбоната кальция (кальцит) CaCO_3 , из-за несовместимости вод часто встречается в нефтепромысловой практике. Пример несовместимости вод взаимодействие хлоркальциевых вод с бикарбонатом кальция:



По мере повышения температуры возможность отложения CaCO_3 , увеличивается. Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных осадков в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях [2]. Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде CO_2 (рисунок 2). В дистиллированной воде, полностью лишенной CO_2 , растворимость карбоната кальция при 25°C составляет всего 0,014 г/л, т.е. снижается примерно в 4 раза по сравнению с растворимостью в воде, находящейся в равновесии с воздухом (таблица 3).

Кальцит CaCO_3 наиболее часто встречаемый осадок в нефтепромысловой практике.

Общее уравнение образования кальцита:



Растворимость кальцита (CaCO_3) в воде мала.

Таблица 3 – Растворимость кальцита в контакте с воздухом и без контакта

Условия	Растворимость, мг/л, 25 °С
Вода в контакте с воздухом	53
Дистиллированная дегазированная вода, без контакта с воздухом	14

Увеличение парциального давления CO_2 (увеличение содержания CO_2 в водной фазе) приводит к увеличению растворимости CaCO_3 (рисунок 2).

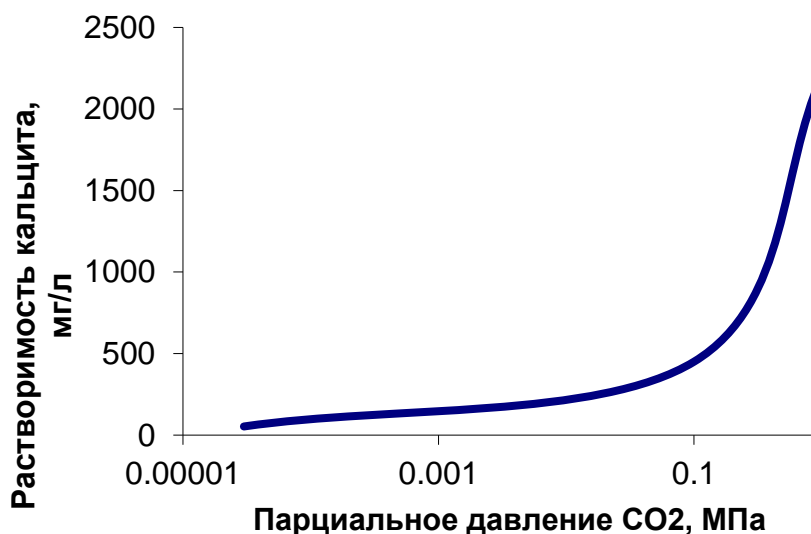


Рисунок 2 – Зависимость растворимости кальцита (CaCO_3) при температуре 25 °С от парциального давления углекислого газа (CO_2)

Увеличение температуры приводит к снижению растворимости (рисунок 3).

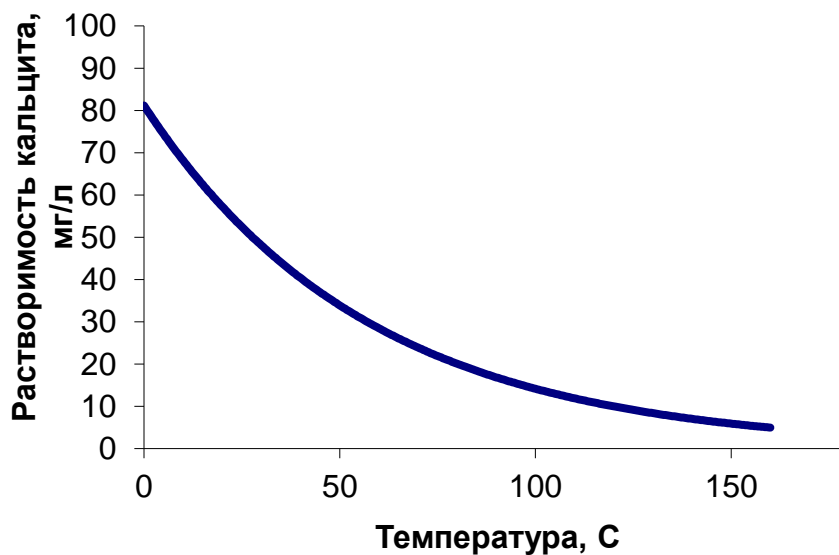


Рисунок 3 – Зависимость растворимости кальцита (CaCO_3) в воде от температуры при атмосферном давлении

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция

увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов. На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает pH среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно выше, чем в щелочной. По мере увеличения pH и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость CO_2 , также зависит от pH водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено углекислого газа.

1.1.3 Образование сульфатных солей

Сульфатные соли в нефтедобыче представлены сульфатами бария, стронция и кальция. Сульфат кальция может образоваться в трех модификациях: гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), бассанит ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4). Из встречающихся в промышленной практике солевых отложений, пожалуй, наибольшие проблемы вызывают сульфатные отложения бария (барит) и стронция (целестин). Это связано, прежде всего, с их чрезвычайно низкой растворимостью и трудностями растворения с целью удаления из систем производственного оборудования. В этих условиях предпочтительными являются механические способы удаления [2].

Отложения сернокислого кальция (CaSO_4), и гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) образуются из-за смешивания вод, несовместимых по химическому составу. На процесс отложений оказывают влияние также давление, температура и химический состав воды. Существует несколько кристаллических форм CaSO_4 , которые имеют разную растворимость при разных условиях. Например, низкая температура и давление способствуют образованию гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), в то время как при высокой температуре и давлении наиболее вероятно образование ангидрида (CaSO_4). Таким образом, изменение давления может изменить форму и растворимость кальциевых отложений. CaCO_3 , образуется в

непосредственной близости от призабойной зоны, т.к. именно там происходит наибольшее падение давления (некоторые исследователи отмечали – анализ керна из боковой стенки скважин показал, что отложения образовались в последних 9,5 мм породы).

При разработке нефтяных месторождений Западной Сибири с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, сказывающиеся на формировании вод, добываемых попутно с нефтью. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода - пластовая вода - погребенная вода - нефть с породы пласта. В результате сложных растворенным газом- внутрипластовых процессов в этой системе происходит увеличение концентрации сульфат-ионов в попутно добываемых водах. Поэтому все гипотезы причин отложения гипса сводятся к объяснению причин увеличения в добываемой воде концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной вод, а также к изучению растворимости осадкообразующих соединений с изменяющимися термодинамическими условиями при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность.

Обобщение литературных данных позволяет выделить следующие основные причины увеличения сульфатности попутных вод и выпадения из них гипса на нефтепромысловом оборудовании при разработке месторождений Западной Сибири:

1. Выщелачивание гипса и ангидрита, содержащегося в скелете пласта, закачиваемой пресной водой.
2. Обогащение попутно-добываемой воды сульфатными ионами за счет погребенных (остаточных) вод.
3. Окисление сульфидов, имеющих в пласте, а также серосодержащих компонентов нефти, до сульфатов кислородом воздуха, привносимым с закачиваемыми водами.
4. Поддержание пластового давления путем закачки несовместимых с пластовыми пресных или сточных вод повышенной сульфатности.

5. Переток чуждых сульфатных вод из-за некачественного цементирования или негерметичности обсадной колонны [2].

Обширными анализами установлено, что температурный диапазон образования сульфатно-кальцевых отложений для различных модификаций солей не однозначны. До 80°C преимущественно выпадает гипс, а после 120°C сульфатно-кальцевый осадок полностью состоит из ангидрида (безводный гипс). Диапазон температур от 80°C до 120°C является переходным, где формируется бассанит, особенно в нетурбулентных системах, а также может встречаться любая из трех модификаций. В начальном диапазоне гипс, в конце, после 100°C, главным образом ангидрит. Тенденция к выпадению сульфата кальция определяется его растворимостью и возрастает с уменьшением минерализации растворов (смешение пластовой воды с пресной), при значительном снижении давления. При низких давлениях, близких к атмосферному, и температуре ниже 40°C активизируется выпадения гипса. При высоких температурах (свыше 100°C) активизируется выпадения ангидрита.

1.1.4 Образование хлористых солей

Хлористый натрий (NaCl) – основной солевой компонент практически всех пластовых вод нефтяных месторождений. Галит – хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной воде при температуре 30 °C составляет 363 г/1000 г воды. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость. Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречены на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита. На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами. По мере подхода нагнетаемой воды и образования смешанных вод

появление галитных пробок прекращается, хотя и возможно образование других солей.

Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений – это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

Из вышеперечисленного нам известно, что соли выпадают из водных растворов при их перенасыщении определенными ионами. Нефтяным месторождениям Западной Сибири наиболее свойственно солеобразование сульфатных и карбонатных осадков [3].

1.2 Анализ источников и причин солеобразования

Отложение солей в ПЗП и на поверхности нефтепромыслового оборудования приводит к снижению дебита скважины, сокращению срока службы оборудования и снижению проницаемости породы [4]. Большинство скважин Западной Сибири эксплуатируется установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). В работе [5] показано, что на Новогоднем нефтяном месторождении 33 % отказов УЭЦН являются результатом выпадения неорганических солей. Несмотря на то, что солеотложение обычно в первую очередь наблюдается в УЭЦН, оно может в конечном итоге повлиять на эффективность разработки месторождения. Именно поэтому необходимо определить условия, при которых соли образуются. Глубокое понимание механизмов образования солей в ПЗП и скважинном оборудовании требуется для улучшения системы управления разработкой месторождения за счет минимизации проблем осаждения неорганических солей. Кроме того, для определения соответствующих технологий борьбы с солеотложениями необходима информация о физических и химических свойствах осадков.

При солеобразовании главную роль играет вода, поскольку она сама и является его источником. Вода представляет собой хороший растворитель для многих веществ и способна при этом переносить большие количества растворенных минеральных солей. Все природные воды содержат растворенные компоненты, увлекаемые ввиду их контакта со средой. Это приводит к

образованию сложных растворов, богатых ионами, некоторые из которых находятся на пределе насыщения для определенных минеральных фаз. Морская вода, как правило, содержит большое количество ионов, являющихся продуктами морской жизнедеятельности и водяного испарения. Грунтовые воды и воды неглубокого залегания часто разбавлены и отличаются по химическому составу от глубоких подземных вод, сопутствующих газу и нефти. Образования отложений солей в добывающих скважинах является минерализованная перенасыщенная вода, в которой происходит формирование мелких «зародышей». С достижением предельной для данных условий насыщенности на поверхности оборудования или в объеме жидкости практически мгновенно возникает множество мелких частиц, которые выступают центром кристаллизации. Значительное влияние на их рост оказывают: степень перенасыщенности растворов, начальная величина «зародыша», наличие примесей, шероховатость поверхности оборудования и т.д.

Со снижением давления ниже давления насыщения газ образуется не в объеме жидкости, а в пристенной области скважинного оборудования, что создает благоприятные условия для зарождения и интенсивного роста кристаллов солей.

На шероховатой поверхности оборудования за счет каталитической активности выступов образуется большое количество «зародышей», быстрее происходит формирование отложений. В наибольшей степени данное явление проявляется на стальных трубах.

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению температуры водной растворимости минерала. Больше ионов растворимо при высоких температурах. Аналогично, уменьшение давления приводит к уменьшению растворимости. Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Например, карбонат кальция имеет

прямо противоположную зависимость в виде увеличения растворимости с уменьшением температуры. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25°C до 100°C и далее во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200°C. В данном случае вещество влияет на свою же растворимость путем увеличения фоновых концентраций ионов. Дополнительная сложность – растворимость карбонатных минералов в присутствии кислых газов, таких как диоксид углерода (CO_2) или сероводород (H_2S). Растворимость карбоната увеличивается по мере увеличения кислотности, а CO_2 и H_2S при высоком давлении обеспечивают существенную кислотность. Следовательно, пластовые воды при контакте с карбонатными породами и растворенными газами могут насыщаться растворенным карбонатом. В общем, с понижением давления CO_2 высвобождается из водной фазы, вызывая рост водородного показателя, что и приводит к образованию осадка кальцит.

Факторы, приводящие к солеобразованию:

Увеличение концентрации солеобразующих ионов в попутно-добываемой и закачиваемой в пласт воды (подход фронта нагнетаемых вод, применение жидкостей глушения или других технологических жидкостей, содержащей солеобразующие ионы):

1. Смешение в пласте несовместимых типов вод;
2. Снижение забойного давления (при интенсификации добычи);
3. Рост обводненности продукции скважин;
4. Высокая температура ЭЦН;
5. Высокий газовый фактор;
6. Конструктивное исполнение ЭЦН. Образование застойных зон, коррозия поверхности и т.д.

1.3 Процесс формирования солевых отложений

Карбонатные и сульфатные отложения являются наиболее распространенными видами солей. Карбонатные отложения, в основном карбонат кальция, образуются при изменении термобарических условий пластов, а сульфатные отложения образуются вследствие химической несовместимости,

закачиваемой и пластовой вод при заводнении. Две воды называются несовместимыми, если они взаимодействуют химически, и при их смешивании осаждаются минералы. Типичным примером несовместимых вод являются морская вода с высокой концентрацией SO_4^{2-} и пластовая вода с высокой концентрацией ионов Ca^{+2} (Ba^{+2} и Sr^{+2}). Смешение этих вод вызывает осаждение CaSO_4 (BaSO_4 и SrSO_4). В связи с важностью решения задач борьбы с солеотложениями в нефтегазовой отрасли, многие исследователи попытались изучить механизм образования отложений солей с целью их прогнозирования, предупреждения или удаления.

В производстве углеводородов обычно фигурируют четыре основных события, приводящие к солеобразованию:

1. Несовместимое смешение – смешение несовместимых нагнетаемых вод и пластовых вод может вызвать образование солевых отложений. Морская вода часто вводится в пласты при использовании вторичных методов повышения нефтеотдачи с использованием заводнения. В морской воде обычно содержится большое количество ионов сульфата (SO_4), с концентрациями, зачастую превышающими 2000 мг/л, в то время как пластовые воды содержат двухвалентные катионы Ca^{2+} и Ba^{2+} . Смешение жидкостей в породах вокруг скважины дает новые жидкости с комбинированными концентрациями ионов, которые явно выше предельных растворимостей для сульфатных минералов. Отложения сульфата кальция (CaSO_4) образуются в пластах известняка, а отложения сульфата бария (BaSO_4) и стронция (SrSO_4) в пластах песчаника. Если данные отложения присутствуют в пласте, то их трудно удалить химическим или механическим путем. Смешение несовместимых вод также может происходить в трубах, при этом образуются солевые отложения, которые вполне могут быть удалены как химическим, так и механическим способом.

2. Автоосаждение – пластовая жидкость по мере продвижения подвергается изменениям температуры и давления. Если такие влияния затрагивают жидкость с составом, превышающим пределы растворимости для данного минерала, то он будет выделяться в виде осадка – это явление называют

автоосаждением или самоосаждением. Сульфатные и карбонатные осадки могут образоваться в результате изменения давления внутри скважины или же любого другого изолированного оборудования. Осадок хлорида натрия (галит) образуется аналогичным образом из высококонцентрированных рассолов, подверженных сильным падениям температуры. Другая серьезная проблема встречается, когда карбонатные отложения образуются из пластовых жидкостей, содержащих кислые газы. Понижение давления в процессе добычи флюида приводит к высвобождению газов, которые увеличивают pH и вызывают солеотложения. Осаждение карбоната может простираться от пород вокруг ствола скважины и далее по трубам до наземного оборудования, по мере того как пластовые воды будут постепенно изменять свою температуру и давление. В случае карбонатных осадков температурные эффекты зачастую работают против эффектов давления. Например, давление падает на устье скважины, что может привести к появлению солевых отложений в породах. По мере подъема жидкости вверх по трубам к температурам на дневной поверхности и наружному давлению, падение результирующей температуры может опередить эффект давления, снижая при этом солеотложение внутри труб. С другой стороны, постепенное уменьшение давления от устья скважины к поверхности может привести к интенсивному выделению осадка в трубах и наземном оборудовании.

3. Солевыделение, вызванное испарением – образование солевых отложений также связано с параллельно идущей добычей углеводородных газов и пластовых рассолов (влажный газ). По мере уменьшения гидростатического давления в трубах увеличивается объем углеводородного газа и все еще остающаяся горячая фаза рассола испаряется. Это обуславливает концентрирование растворенных ионов и превышение растворимости минералов в оставшейся воде. Это является типичной причиной выделения галита в скважинах с высокой температурой и давлением, но таким образом могут формироваться так же и другие осадки.

4. Закачка газа-заполнение пласта газообразным CO_2 , проводимое с целью вторичного повышения нефтеотдачи, также может привести к солевым

выделениям. Вода при контакте с CO_2 становится слабой кислотой и растворяет кальцит в пласте. Последовательное падение давления в пласте, окружающем эксплуатационную скважину, может заставить CO_2 выделяться из раствора и вызвать осаждение карбоната на перфорационных каналах и в порах пласта возле скважины. Образование солевых отложений в области скважин может снова вызвать уменьшение давления и дальнейшее осаждение. Подобно автоосаждению этот самоускоряемый процесс может полностью перекрыть перфорационные каналы или создать непроницаемый заслон между скважиной и пластом на несколько дней, полностью остановив добычу. Автоосаждение может привести к проблемам в эксплуатационных скважинах (справа), когда солеотложения формируются возле входов каналов перфорации (правая вставка). Падение давления над породами вблизи ствола скважины может привести к растворению осажденного CaCO_3 . Смешение несовместимых нагнетаемых и пластовых вод может привести к осаждению солей в породах пласта (слева) (рисунок 4).

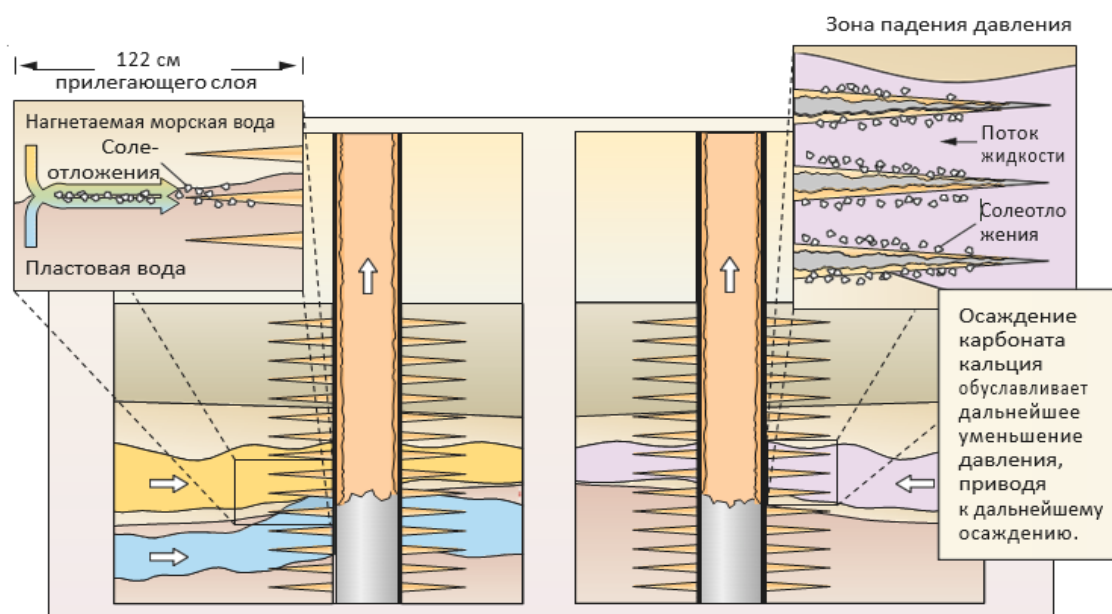


Рисунок 4 – Повреждение эксплуатационных скважин

Так же процессу солеобразования способствует вынос из призабойной зоны пласта кварцевого песка и алевроитоглинистых частиц, являющихся зародышами для кристаллов соли.

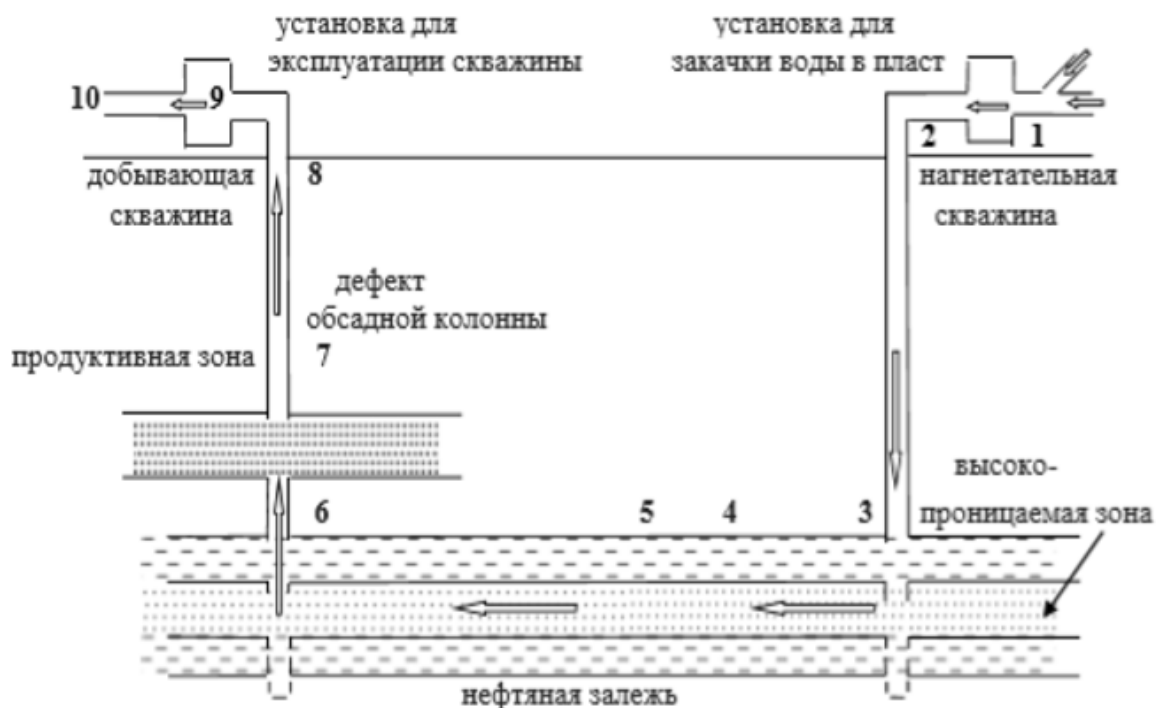


Рисунок 5 – Появление осадков солей при заводнении [6]

1-2 – смешивание нагнетаемых вод; 2-3 – увеличение давления и температуры; 3-4 – снижение давления, и продолжающийся рост температуры; 3-6 – состав раствора может быть отрегулирован катионным обменом; 4-6 – смешивание несовместимых вод в коллекторе; 5-10 – снижение давление и температуры; выделение углекислого газа и испарение воды вследствие снижения давления, если газовая фаза присутствует или образуется в этих местах; 6 – смешивание пластовой и закачиваемой вод; 7 – смешивание вод, полученных из различных зон; 8 – смешивание добываемой воды, с рассолом, пришедшим из обсадной колонны при неплотности.

1.3.1 Идентификация солевых отложений

Идентификация местоположения и состава солевых отложений – первый шаг в разработке экономичных методов их устранения.

Эксплуатационные колонны НКТ и наземное оборудование – солевой осадок в эксплуатационных колоннах НКТ может встречаться в виде толстого слоя, плотно прилегающего к их внутренней поверхности. Зачастую он имеет толщину в несколько сантиметров и имеет кристаллы диаметром до 1 см и более. Первичный эффект роста солевых отложений заключается в том, что скорость

добычи снижается за счет увеличения неровности поверхности труб, при этом в них снижается диаметр потока. Следовательно, давление растет, а добыча падает. По мере увеличения роста кристаллов становится невозможным доступ к нижним секциям скважины, при этом поток через трубы стремительно падает (рисунок 6). Солеотложения на трубах различаются по химическому составу и состоят при этом из слоев солей, отложенных на протяжении истории скважины. Зачастую солеотложения содержат асфальтеновые или парафиновые слои, а также слои солей, прилегающие к трубам, которые содержат сульфиды железа, карбонаты или продукты коррозии. Расположение солевых отложений на трубах может меняться от перфорационных отверстий до устья, где они сдерживают добычу за счет уменьшенной пропускной способности труб, забитых патрубков, упущенного инструмента. Солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным покрытием (вставка). Изъязвления и коррозия стали могут развиваться под слоем солевых накоплений благодаря бактериям и кислому газу, нарушая целостность стали.

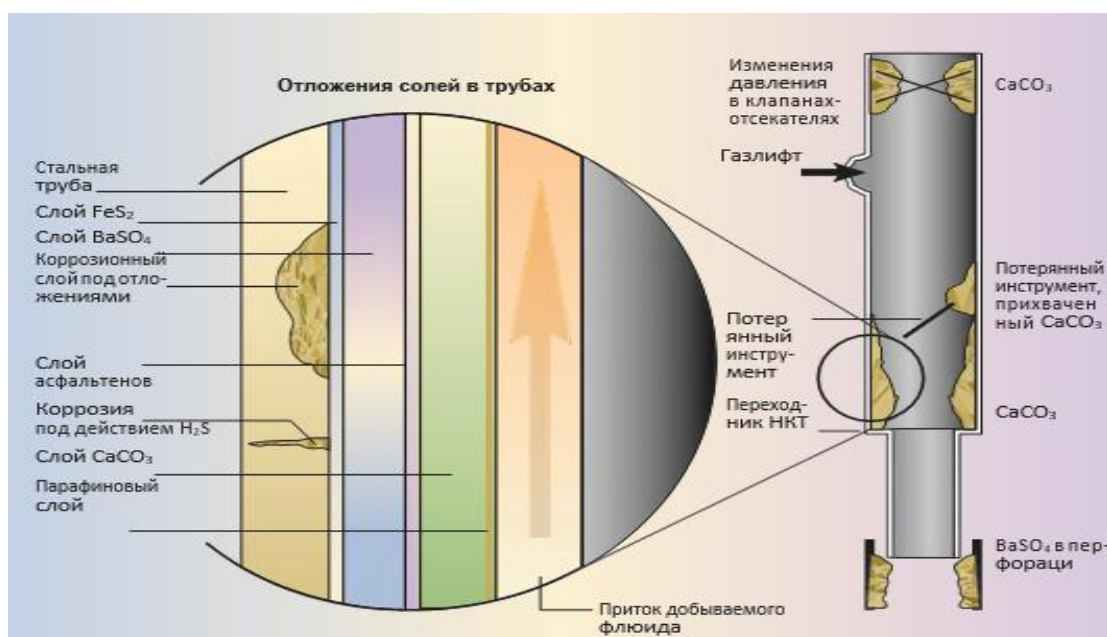


Рисунок 6 – Солеотложения внутри труб

Породы пристволенной зоны – карбонатные или сульфидные отложения (типичные для участков вблизи скважин) имеют меньший размер частиц, чем отложения, находящиеся внутри труб, т. е. размер их имеет величину порядка микрон, а не сантиметров. Это приводит к закупориванию гравийной набивки и

фильтров, а также пор в материнской породе. Солевые отложения, прилегающие к стволу скважины, обычно формируются в течение продолжительных остановок скважины ввиду смешений несовместимых вод из разных слоев. Полагают, что такой солевой налет играет роль покрытия (рисунок 7). Удаление путем химического растворения или при помощи кислот способно резко поднять добычу.

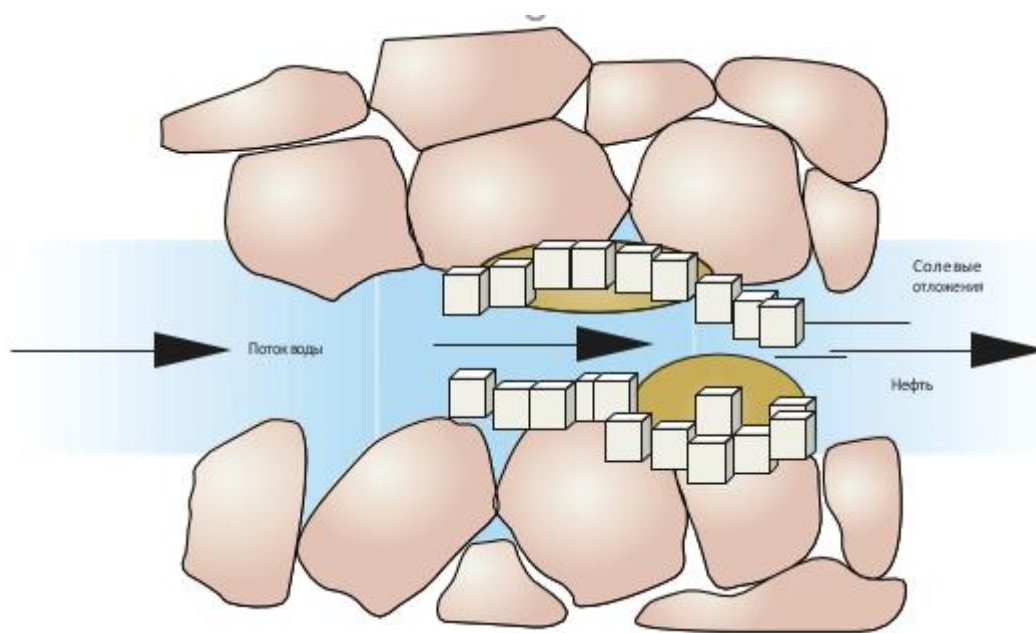


Рисунок 7 – Воздействие на материнскую породу

Солеотложения ограничивают поток флюида через пласт, приводя к потере проницаемости.

Нагнетательные скважины – негативное воздействие солеотложений в нагнетательных скважинах обычно обусловлено ускоряемыми температурой отложениями из нагнетаемых вод. Вдобавок к этому, несовместимые взаимодействия могут произойти вблизи скважин, в случае, если закачиваемые воды контактируют либо с пластовыми водами, либо с рассолами для закачивания. Данная проблема распространяется на ранние стадии процесса нагнетания, когда закачиваемые воды контактируют с несовместимыми водами в зоне, прилегающей к скважине. Образовавшиеся здесь солевые накопления могут снизить проницаемость пласта и тем самым снизить эффективность стратегии нагнетания. Автоосаждение из закачиваемых вод может

спровоцировать рост солеобразования, сужая при этом пропускную способность труб. Карбонат кальция может осаждаться в результате увеличения температуры и давления, приводя к осаждению и изменениям вблизи скважины, особенно в скважинах с высоким давлением и температурой. Несовместимые смешения закачиваемой и пластовой воды также приводят к аналогичным негативным последствиям (рисунок 8).

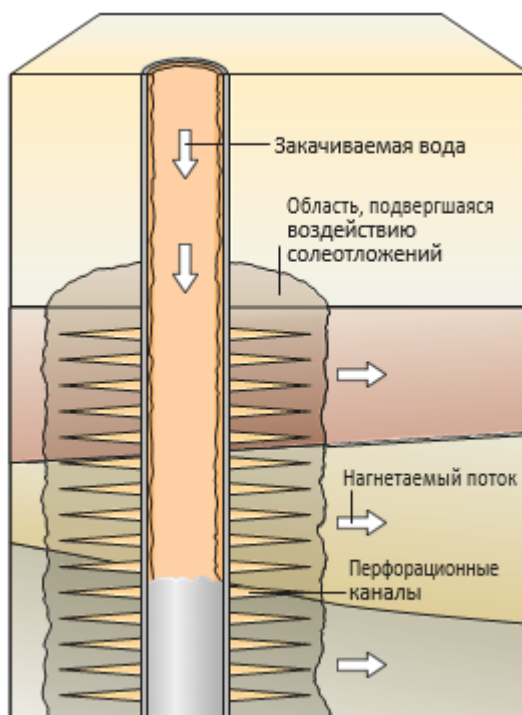


Рисунок 8 – Повреждения нагнетательных скважин

1.4 Осложнения в работе оборудования

Образование отложений неорганических солей является одной из основных проблем нефтяной и газовой промышленности, так как многие месторождения находятся на поздней стадии разработки, и их обводненность увеличивается. Традиционно, солеотложение рассматривается как проблема, возникающая в призабойной зоне пласта, в нагнетательных и добывающих скважинах, клапанах, установках электроцентробежных насосов (УЭЦН), насосно-компрессорных трубах (НКТ), подземном и наземном оборудовании, и системах сбора, транспорта и подготовки нефти и воды, которая снижает коэффициент продуктивности добывающих скважин.

Сегодня общеизвестно, что основными причинами отказов установок электроприводных центробежных насосов на месторождениях Западной Сибири являются солеотложение и засорение рабочих органов механическими примесями (рисунок 9).



Рисунок 9 – Типичное распределение причин отказов установки электроприводного центробежного насоса

Практически 70% отказов УЭЦН связаны с отложением солей и засорением механическими примесями, которые во многих случаях тоже являются теми же самыми солями, которые не отложились на поверхностях скважинного оборудования, а выпали в качестве твердого осадка и потом попали вместе с потоком жидкости внутрь насоса. В самом насосе соль отлагается в рабочих органах: в первую очередь, на первых и последних ступенях насоса – до 45 и 21% соответственно (рисунок 10).



Рисунок 10 – Солеотложения на рабочих органах электроцентробежного насоса

До 21% солей в сумме оседает в НКТ (рисунок 10), газосепараторах, на корпусе погружного электродвигателя, до 13% солей отлагается по всей внутренней поверхности корпуса насоса [7].



Рисунок 11 – Отложения барита в насосно-компрессорных трубах



Рисунок 12 – Солеобразования в эксплуатационных колоннах

Это происходит из-за повышения температуры двигателя, вследствие которого уменьшается растворимость карбонатных солей и увеличивается интенсивность их выпадения. Наиболее выраженное выпадение солей на первых ступенях связано с тем, что они работают с минимальными КПД из-за большого количества свободного газа, что приводит к повышению температуры на этих ступенях. Вторым фактором, увеличивающим отложение кальцитов на первых ступенях, является резкое уменьшение количества газовой фазы в перекачиваемой жидкости, что также уменьшает растворимость солей и повышает интенсивность их выпадения. Сильно выраженное выпадение солей

на последних ступенях центробежных насосов, скорее всего, связано с высокой температурой жидкости, которая прошла через все элементы скважинного насоса.

Наибольший интерес представляет характер отложений на силовом кабеле. Они опоясывают кабель плотным кольцом. Если отложения на наружной поверхности насоса и протектора представляют собой равномерный слой, а кристаллы солей невидимы или носят беспорядочный характер, то на кабеле соли представлены ярко выраженными кристаллами в форме параллелепипедов, расположенных радиально от центра. Поверхность кабеля превращается в своеобразный «ёжик». Здесь, по-видимому, происходит поляризация кристаллов солей под влиянием магнитного поля, образуемого при прохождении электрического тока.

И, наконец, последним участком повышенной интенсивности солеотложения может стать верхняя часть колонны НКТ при значительном снижении давления. При эксплуатации скважин возможны различные режимы откачки, характер которых влияет на вероятность и скорость выпадения солей, обуславливая осаждение солей на тех элементах скважинного оборудования, которые отвечают за работоспособность. Отложения минеральных солей (ОМС) на нефтепромысловом оборудовании в трубах, ПЗП и в пласте приводят к потере эксплуатационного времени скважин за счет остановок на ремонтные работы, уменьшают дебит скважин приводят к уменьшению рабочего сечения трубопроводов, загрязнению перекачиваемой или перерабатываемой среды, а также способствует повышению давления в оборудовании и трубопроводах.

Таким образом ОМС следует рассматривать как фактор, существенно осложняющий эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. При проведении защитных мероприятий, например, ингибирования, необходимо учитывать взаимосвязь рассмотренных процессов, иначе эффективность проводимых мероприятий может значительно понизиться. Наиболее интенсивное солеотложение происходит в прискважинной зоне скважин, а также

при изменении термобарических условий (T , P) – на приеме УЭЦН, у башмака лифтовой колонны, на устье скважины, в выкидных линиях.

Процесс накопления солевых отложений на поверхности оборудования начинается с зарождения и роста кристаллов соли в отдельных точках, концентрирующихся в основном вдоль различного рода дефектов поверхностей любой природы (стекла, органического стекла, полиэтилена, стали и других материалов).

Одна из причин отказа электропогружного оборудования по вине солеотложений является «Клин». «Клин» – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН. Причиной клина УЭЦН могут являться такие причины как: прихват рабочих органов ЭПО вследствие отложения солей и выноса нерастворимых твёрдых частиц из пласта. Растворенные в эмульсии соли при изменении термобарических условий оседают на рабочих органах, как секций насоса, так и вспомогательного погружного оборудования, так же, как и механические примеси и частицы вымываемой горной породы. Происходит частичное подклинивание составных частей ЭПО: вал - рабочее колесо, рабочее колесо - корпус.

Таблица 4 – Обнаружение осадков солей в скважинах на Ванкорском месторождении

Таблица удалена, так как содержит коммерческую тайну.

На основании результатов разборов УЭЦН, рассмотрим режимы эксплуатации данных скважин, таблица 5 (приложение А)

Как видно из данной таблицы при эксплуатации данных скважин созданы благоприятные условия для выпадения карбонатов в подземном оборудовании:

- Снижение $P_{\text{заб}}$ ниже $P_{\text{нас}}$. Снижение давления сопровождается перераспределением растворенного CO_2 между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната из насыщенных солеобразующими ионами сред;

- Высокая температура двигателя и рабочих органов. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция. На скважинах с

высоким ГФ (газовый фактор) существует необходимость установки режима токоограничения (I_{lim}), данный режим влечет за собой работу в режиме «пустого» насоса на холостом ходу в течении времени, необходимого для «прогазовки» и подхвата жидкости насосом. В свою очередь работа на данном режиме влечет за собой риски перегрева рабочих органов секций насоса.

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ

2.1 Анализ и обзор современных технологий предупреждения солеотложений

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения (рисунок 13). Рассмотрим более подробно методы предупреждения отложения солей. Они делятся на физические, химические, и технологические. Физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным полем или акустическим полем. Технологические – это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования. Четвертая составляющая ограничение водопритоков в скважине. Пятая это турбулизация потоков, применение хвостовиков и солесборников. Также к методам предупреждения солеотложения относятся химические методы – это применение различных ингибиторов солеотложений [8].

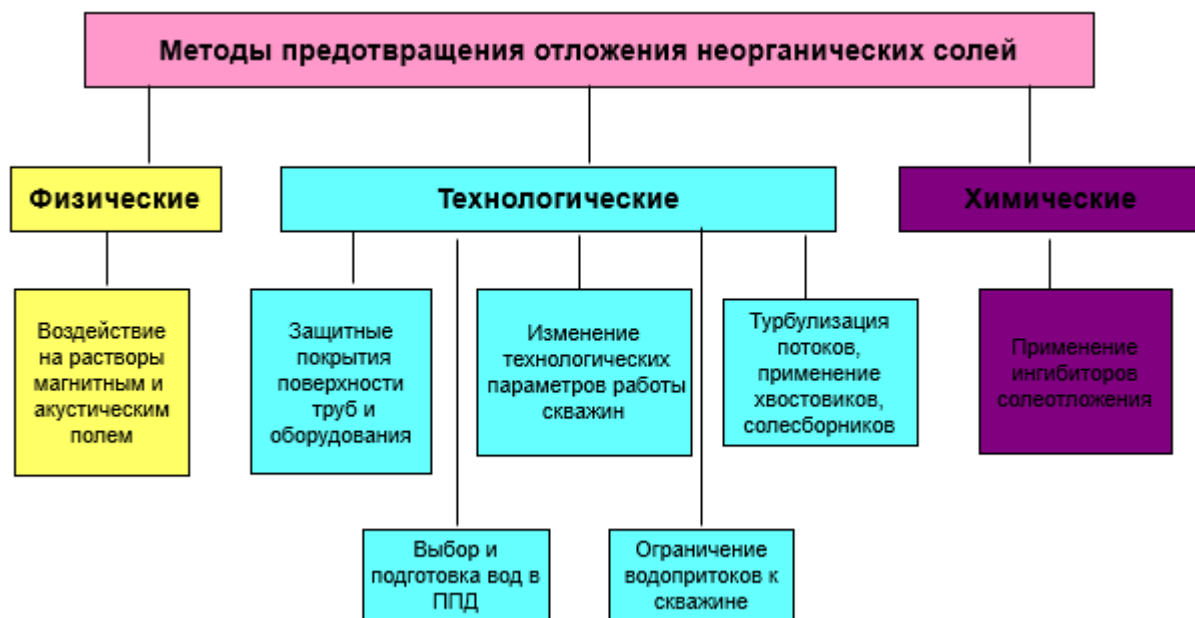


Рисунок 13 – Методы предупреждения солеотложений

2.1.1 Физические методы

Физические методы предотвращения отложений солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями.

Магнитная обработка. Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются в виде твердых отложений, выносятся как мелкодисперсные кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам – необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, то есть, невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. Также метод не предотвращает образование солей, и в целом его результаты неоднозначны. В нефтепромысловой практике в силу специфики применяемого оборудования в основном используются аппараты с постоянными магнитами. Известна практика опробования магнитных устройств МУПС-1 и МУПС-2 на месторождениях Западной Сибири (Приобское месторождение), Куйбышевской, Оренбургской областей и Азербайджана. Успешно прошли промысловые испытания магнитные активаторы «Магнолеум», диспергатор МАГ-1, предназначенный для борьбы с солеотложением на рабочих органах насоса. Один из примеров системного активатора (рисунок 14) одного из российских производителей фирма ООО «Нефтегазтехнология». К недостаткам можно отнести сложно прогнозируемую эффективность и неоднозначность результата. В качестве примера иностранных компаний можно назвать оборудование для магнитной обработки фирм Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia, в котором применяются постоянные магниты.

Магнитные устройства (рисунок 15) помещаются в патрубок и устанавливаются на глубине начала отложения солей в подъемном лифте, у приема глубинного насоса, у башмака НКТ в компрессорных скважинах, в выкидных линиях скважин. Извлечение магнитного устройства из скважины производится с целью профилактики и дополнительного намагничивания

постоянных магнитов, что осуществляется раз в год. Процесс кристаллизации солей под воздействием электрических и магнитных полей аналогичен электромагнитной обработке жидкостей.

Несмотря на положительные результаты, полученные в ряде испытаний, магнитные устройства не нашли широкого применения в области предупреждения образования отложений солей в нефтяных скважинах. Очевидно это связано со сложностью управления магнитными процессами, что позволяет защищать небольшие участки оборудования, наиболее приближенные к устройству. Кроме того, необходимость проведения монтажа подземного оборудования значительно усложняет реализацию данного метода.

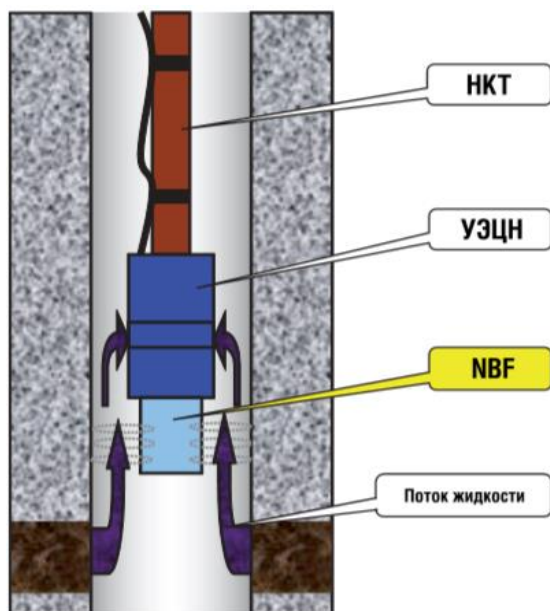


Рисунок 14 – Системный активатор NBF-1A



Рисунок 15 – Аппараты для магнитной обработки воды

Акустический метод. Принцип действия – специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности. К недостаткам можно отнести сложность конструкции. Кроме того, метод не предотвращает образование солей, а переносит образование солей в продукцию. Результаты и в этом случае также неоднозначны. По материалам зарубежной печати есть информация, что испытания прототипов установки в компании Expro Int. Group PLC и Shell Int. Exploration and Production показали эффективность работы генератора высокочастотных колебаний в стволе испытываемых скважин. В связи со сложностью исполнения данного способа, а также нерешенными техническими параметрами, обеспечивающими длительную и надежную работу, применение акустического воздействия на производственных объектах затруднено [8].

Таблица 6 – Физические методы борьбы с солеотложениями

Разработчик	Технология
Омский электромеханический завод	Магнитная обработка с помощью диспергатора МАГ-1
Integra Tech Associates	Магнитная обработка с применением постоянных магнитов
Magnetic Technology Australia	Магнитная обработка с применением постоянных магнитов
ООО «Нефтегазтехнология»	Магнитная обработка системным активатором NBF-1A
Expro Group и Shell	Генератор высокочастотных колебаний

2.1.2 Технологические методы

Первый из указанных технологических методов – это изменение технологических параметров. То есть, изменение забойного давления путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска. При этом изменяются термобарические условия. К недостаткам можно отнести то, что применение данного метода возможно только при подземном ремонте на скважине, и в некоторых случаях можно получить снижение добычи нефти при уменьшении производительности УЭЦН. Результаты моделирования солеотложения

показывают, что с ростом забойного давления интенсивность солеотложения снижается (рисунок 16).

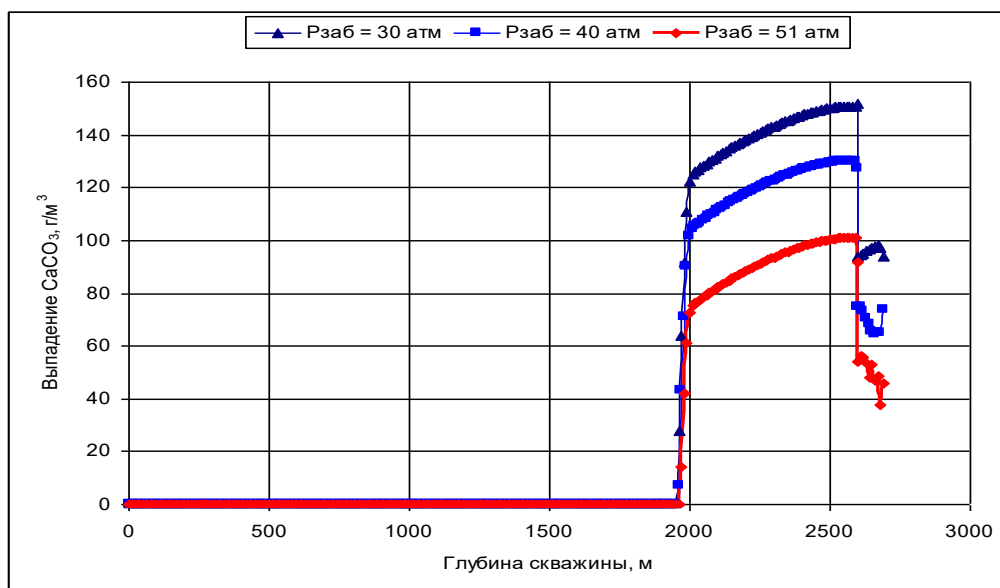


Рисунок 16 – Интенсивность солеотложения при изменении забойного давления

Метод турбулизации потоков. Механизм действия: сокращение сроков пребывания в скважине перенасыщенных растворов за счёт увеличения скоростей восходящих потоков жидкости ухудшает условия для кристаллизации солей, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и их прилипанию к поверхности оборудования. Недостатки: эффект нельзя гарантировать, неоднозначный результат [8].

Следующий технологический метод – это выбор и подготовка агента (воды) в системе ППД. Принцип действия: агент подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Преимущества данного метода - высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин благодаря защите от солеотложения от с пласта, ПЗП и до системы нефтесбора. Недостатки – сложность реализации, необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, значительные затраты на подготовку закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды.

Таблица 7 – Технология выбора и подготовки агента в системе ППД

Технология	Компании	Использование в НК «Роснефть»
Десульфатизация воды	Ercon CFU Technology	Отсутствует
Десульфатизация воды	NATCO Group	Отсутствует

Следующий технологический метод – это ограничение водопритоков скважины, то есть, капитальный ремонт скважин в случае поступления воды вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте. Недостатки метода сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации.

Следующий метод – защитные покрытия и детали из специальных материалов. Принцип действия – использование покрытий рабочих поверхностей, контактирующих с солевыми растворами, веществами, имеющими малую адгезию к солям: стекло, эмаль лаки, полимер и пластики. Преимущество метода состоит в том, что он не усложняет технологию эксплуатации внутрискважинного оборудования. Недостатки – сложность нанесения на поверхности, высокая стоимость и относительная недолговечность и хрупкость покрытий. В качестве примера можно привести оборудование российского производителя ООО «Ижнефтепласт». Также есть разработки фирмы «DU PONT». Рабочие органы изготавливаются из полимерных материалов, благодаря чему достигается низкая адгезия материалов, высокая чистота проточных каналов, отсутствие образования гальванических пар. Преимущества - коррозионная стойкость материала, малый вес, позволяющий снизить массу ротора, чистота проточных каналов, относительно низкая стоимость. Недостатки – меньшая, чем у металлических рабочих органов, прочность к некоторым агрессивным веществам, в частности, к соляной кислоте. Такие рабочие органы довольно активно используются нефтяными компаниями и в некоторых случаях достигается увеличение наработки на отказ [8].

Одним из способов борьбы с солеотложениями является использование СУ с частотным преобразователем в режиме «встряхивания». Периодически

изменяется ускорение вращения УЭЦН на короткое время – это не позволяет образовываться отложениям. Но данный способ не решает саму проблему, хотя позволяет несколько увеличить наработку на отказ. Минусы данного метода поломка вала ЭЦН.

Через контроллер станции управления персоналом, обслуживающим СУ, задаются следующие параметры: скорость разгона и торможения для встряхивания, период встряхивания и количество встряхиваний, частоту «F1» – первая частота в цикле встряхивания, частоту «F2» – вторая частота в цикле встряхивания. Каждый из циклов встряхивания состоит из следующих последовательных действий:

- Пуск и работа установки на заданной частоте;
- Повышение с заданной частоты F до частоты $F1$;
- Снижение частоты со значения $F1$ до $F2$;
- Возврат на заданную частоту работы F .

В процессе встряхивания установка испытывает значительные перегрузки (как механические, так и электрические). В тоже время в процессе работы установки в режиме встряхивания происходят резкое изменение центробежной скорости потока, что способствует отделению солевых отложений и механических примесей от рабочих поверхностей насоса (рисунок 17) [9].

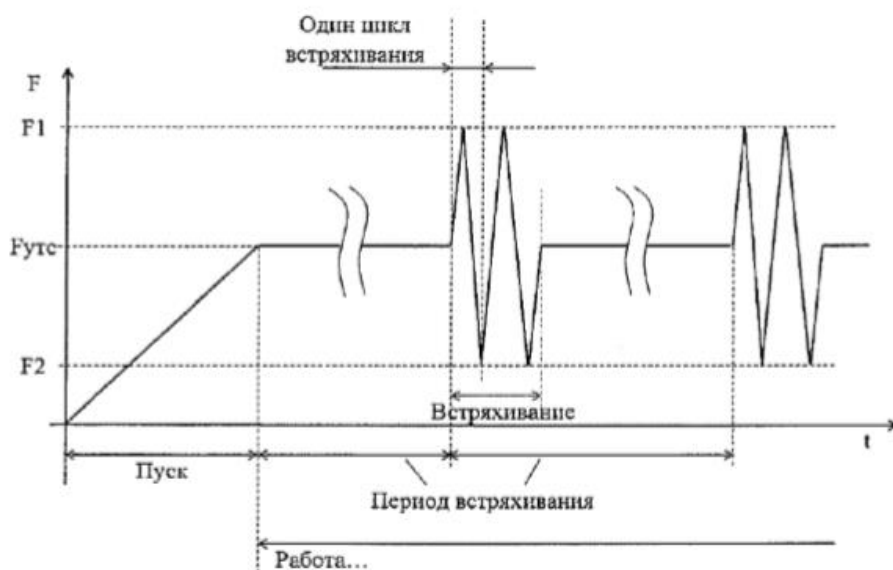


Рисунок 17 – Работа станции управления в режиме встряхивания

Таблица 8 – Технологические методы борьбы с солеотложениями

Разработчик	Технология
НПФ «Пакер»	Технология ограничения водопритока в скважину
НИПИ	Выбор и подготовка агента (воды) в системе ППД
ПАО «Татнефть»	Стеклопластиковые НКТ
РЕАМ-РТИ	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (PPS)
DU PONT	Защитные покрытия для рабочих органов ЭЦН, в которых используется материал полифталамид с 30%-ным стеклонаполнением Zytel HTN 51G45HSLR BK420
ООО «Ижнефтепласт»	ЭЦН со ступенями из полимерных материалов
АО «Новомет-Пермь»	Защита проточных каналов рабочих органов и концевых элементов полимерными покрытиями с гидрофобными свойствами

2.1.3 Химические методы

Ингибитор солеотложений – химический реагент, предотвращающие осаждения различных по химическому составу солей на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Сегодня ингибиторы являются одним из наиболее эффективных методов борьбы с солеотложениями при добыче нефти. Ингибиторы – дорогой способ защиты скважинного оборудования, но он является самым эффективным. Именно поэтому, правильный подбор ингибитора, а также подбор оптимального объема дозировки в скважину, являются необходимыми операциями для достижения необходимого технологического и экономического эффекта.

В настоящее время ингибиторная защита ПЗП и скважинного оборудования от солеотложений является наиболее распространенным и эффективным методом борьбы с отложениями неорганических солей. Ингибиторы солеотложений снижают склонности вод к образованию солевых отложений при процессе кристаллообразования, и предотвращают выделение

солей, нарушая термодинамическую устойчивость растущих зародышей. Таким образом, ингибиторы вызывают растворение зародышевых кристаллов соли, и изменяют процесс кристаллизации, что приводит к блокировке растущих центров кристаллов. Эффективность ингибирования связана со степенью перенасыщения солями вод – чем выше это значение, тем труднее ингибировать. Более эффективными реагентами предотвращения солеотложений являются химические вещества, уменьшающие скорость кристаллизации солей, такие как ингибиторы солеотложений порогового действия. Эти ингибиторы эффективно замедляют рост кристаллов при концентрациях, во много раз меньших концентрации сбалансированного стехиометрического соотношения.

Для классификации ингибиторов солеотложения (рассматриваются только однокомпонентные ингибиторы солеотложения – индивидуальные вещества) используется подход, в основе которого лежат химическая природа ингибитора, доминирующий механизм ингибирования, тип влияния на состояние пересыщенного раствора или класс ингибируемых солей.

В основе большинства классификаций лежит химическая природа вещества, ингибирующего кристаллизацию. Классы химических соединений, проявляющих ингибирующую способность по отношению к основным солям, встречающимся в нефтедобыче, обычно делят на анионные и катионные. К анионным соединениям относятся:

- органические производные фосфорной, фосфоновой и фосфиновой кислот (эфиры фосфорной, фосфоновой кислот, фосфонаты, оксифосфонаты, аминоксифосфонаты, фосфинаты);
- производные карбоновых кислот (полиакрилаты, сополимеры акрилатов и малеинового ангидрида, аминоксифосфонаты); производные сульфокислот (поливинилсульфонат); – полиоксипроизводные (олиго, полисахариды);
- неорганические соединения (полифосфонаты, ферроцианиды). К катионным соединениям в основном относятся производные аминов (полиалкиленамины, четвертичные аммониевые основания,

полиэтокселированные амины).

К катионным соединениям в основном относятся производные аминов (полиалкиленамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтокселированные амины).

В таблице 9 (приложения Б) приведены основные соединения, применяемые в нефтедобыче в качестве действующих веществ ингибиторов солеотложений.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический метод с использованием ингибиторов отложения солей. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Механизмы действия ингибиторов солеотложений, на основе которых происходит предотвращение выпадения солей, разнообразны. Каждый ингибитор, в большей или меньшей степени, имеет характеристики всех механизмов. Ингибиторы подавляют процессы роста кристалла, изменяют его форму и размеры и ухудшают способность прилипания к поверхности при адсорбции на центры соляного раствора. Комплексные реагенты эффективно используются для предотвращения процесса кристаллизации малорастворимых неорганических соединений. Установлено, что нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ-кислота) оказывает пороговый эффект в ингибировании осаждения карбоната кальция.

Метод основан на применении ингибиторов, которые по типу действия делятся на хелаты, кристаллоразрушающие и порогового действия (рисунок 18).

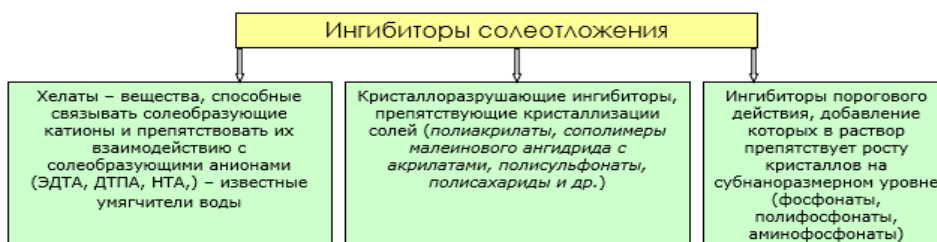


Рисунок 18 – Классификация действующих веществ ингибиторов
солеотложения по классам

Хелаты – вещества, способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

К ингибиторам "порогового" действия относят такие соединения, Представители данного класса ингибиторов образуют защитную пленку на поверхности «зародышей» солей, способствуют замедлению их роста, оказывают сопротивление при соединении кристаллов между собой и на поверхности защищаемого оборудования.

Первый класс веществ относится к термодинамическим ингибиторам, последние два – к кинетическим ингибиторам солеобразования.

Стоит отметить, что для обеспечения эффективной защиты оборудования необходимо, чтобы подобранный для определенных условий ингибитор отложения солей постоянно присутствовал в системе в необходимом количестве. Максимальный защитный эффект возможно получить при условии ввода ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей.

Обычно ингибиторы в нефтяной отрасли состоят из трех основных типов:

1. неорганические фосфаты;
2. органические полимеры;
3. фосфорорганические соединения.

Первый тип химических веществ представляет хорошо известные ингибиторы в нефтяной промышленности как аминифосфонаты. Они имеют тенденцию демонстрировать хорошую эффективность в предотвращении роста кристаллов, препятствуя образованию активных центров.

Второй тип ингибиторов солеотложений включает в себя органические полимеры, оказавшиеся хорошими ингибиторами зарождения кристаллов и диспергатора. В этой группе часто применяется полиакриловая кислота (полимер акриловой кислоты) для предупреждения образования сульфата кальция и кальция. Если первые типы химических веществ применяются в комбинации со вторыми типами, то повышенная дозировка полимера будет

подтверждением того, что рост количества отложения солей прекращается. В то же время повышенная концентрация аминифосфонатов будет препятствовать зарождению кристаллов. Полифосфинокарбоновая кислота (ПФКК) является полимерным ингибитором солеотложений с фосфористой кислотой, относящейся к двухосновным кислотам (средняя молекулярная масса около 3800 г/моль). Ингибитор ПФКК имеет высокую ингибирующую эффективность, термическую стабильность и экологичность. При зародышеобразовании и росте кристаллов ингибитор ПФКК начинает тормозить процесс кристаллизации, но не останавливает его полностью. Ингибитор ПФКК становится менее эффективным со временем вследствие кристаллической решетки.

Третий тип ингибиторов очень широко используется на нефтяных месторождениях для предотвращения образования отложений солей, в частности, карбоната кальция, сульфата кальция и сульфата бария. Фосфонатные ингибиторы выпускаются в виде калийных солей, поскольку этот катион препятствует набуханию породы пласта. Этот тип химических веществ состоит из фосфорорганических соединений, разлагаемых органических соединений. Органические фосфаты и фосфонаты относятся к типичным представителям этого типа ингибиторов солеотложений. Некоторые из этих видов ингибиторов солеотложений:

1. Оксиэтилидендифосфоновая кислота (1-гидроксиэтилиден 1,1дифосфоновая кислота) (сокращенное название – ОЭДФК) (международное название – HEDP).
2. Нитрилотриметилфосфоновая кислота (сокращенное название – НТФ кислота) (международное название – АТМР).
3. Этилендиамин-тетра (метиленфосфоновая кислота) (сокращенное название- ЭДТМФ) (международное название – EDTMP).
4. Диэтилентриамин-пента (метиленфосфоновая кислота) (сокращенное название – ДТПМФ) (международное название – DTPMP или DETPMP) [10].

2.1.4 Методика подбора ингибиторов

Различные типы ингибиторов применяются в различных ситуациях. Один из важнейших критериев - температурные характеристики ингибитора. Каждый ингибитор имеет свой температурный диапазон, то есть область температур, в которой его использование оптимально. Также при подборе ингибитора учитываются его эффективность применительно к данному технологическому процессу, возможность его использования при заданных эксплуатационных условиях, совместимость с другими химическими реагентами, его доступность и возможность регулярных поставок. Оценка эффективности ингибиторов является трудоемкой задачей.

Нужно учитывать необходимость анализа ингибиторов отложений солей при эксплуатации скважин следующим образом: контроль качества продукта на соответствие требованиям концентрации и состава; мониторинг хода ингибиторной обработки, особенно для определения концентрации ингибиторов солеотложений в пластовой воде после обработки.

На рисунке 19 представлена стратегия управления солеотложениями для экономической оценки предупреждения выпадения солей. Эта стратегия осуществляется для выбора оптимального подхода к управлению солеотложениями. Подчеркивается необходимость систематизированного подхода для эффективной борьбы с отложением неорганических солей путем ингибирования.

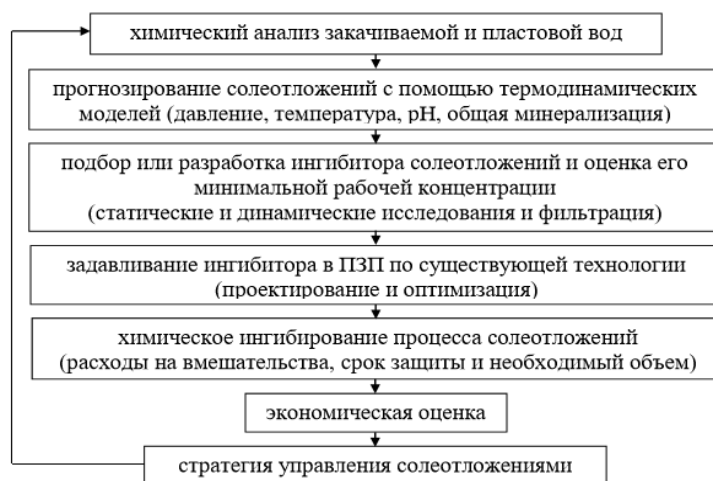


Рисунок 19 – Процессы разработки стратегического контроля солеотложений

Технологически полное предотвращение осаждения солей может быть достигнуто при оптимальном подборе ингибиторов и их применении посредством соответствующей технологии. Отмечается, что при одновременном проявлении нескольких типов солей, необходимо подбирать или разрабатывать ингибитор солеотложений с оптимальной концентрацией, эффективной ко всем образующим солям. При выборе или разработке ингибиторов солеотложений существуют многие требования:

- при низкой концентрации предотвратить или отсрочить образование солей, выпадающих в ПЗП и в скважинном оборудовании в течение длительного времени эксплуатации скважин – соответствующие ингибиторы должны выполнить эту задачу при низких концентрациях;
- быть совместимыми с пластовой водой, горной породой и другими химическими реагентами (к примеру, ингибиторы АСПО и коррозии, деэмульгаторы, биоциды) в конкретной соляной системе при пластовой температуре;
- быть термически стабильными и не должны привести к повышению скорости коррозии. Быть экологически безопасными;
- должны иметь улучшенные адсорбционно-десорбционные свойства.

Определение оптимального типа ингибитора.

Предупреждение солеотложения достигается использованием ингибиторов в оптимальных дозировках, значения которых определяются содержанием солеобразующих ионов HCO_3^- и Ca^{2+} в пластовой воде.

Выбор ингибитора и его оптимальной дозировки производится на основании результатов экспериментальных работ по исследованию эффективности ингибиторов солеотложения для вод различного ионного состава, приведенных в таблице 10.

Для ингибирования солеотложения рекомендуется выбирать реагент с наибольшей эффективностью действия при меньшей дозировке для определенного типа попутно-добываемой воды.

Реагент СНПХ-5312Т (базовый) эффективно подавляет отложение солей в

пластовой воде с избытком гидрокарбонат-ионов.

Таблица 10 – Эффективность ингибиторов солеотложения для пластовой воды Ванкорского месторождения

Содержание ионов в модельной системе, мг/л	Ингибитор	Защита в % при дозировке, г/т			
		5	10	20	30
Ca ²⁺ - 1100; HCO ₃ ⁻ 976 Mg ²⁺ - 380; Na ⁺ + K ⁺ - 7500 Cl ⁻ 14023	СНПХ-5312Т		54	82,4	83
	Акватек 511М	98,6	99,3	99,3	99,3
	АЗОЛ 3010 С	89,2	91,4	92,8	94,3

2.1.5 Выбор технологии предупреждения, прогнозирования солеотложения, и подбора погружного оборудования в программном комплексе RosPump

Отложение солей на элементах подземного оборудования является одним из наиболее часто встречающихся осложнений в механизированной добыче нефти в ОАО «НК «Роснефть». Согласно результатам разборов, отказавших ЭЦН, которые были проведены в ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «РН-Пурнефтегаз», доля отказов, обусловленных солеотложением в рабочих органах насосов, составила 10-20% от общего числа всех отказов (рисунок 20).

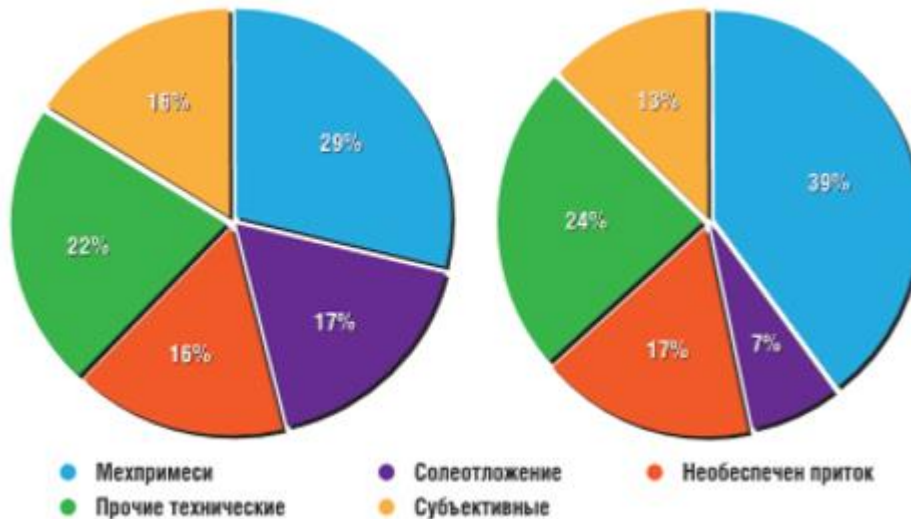


Рисунок 20 – Анализ отказов установки электроцентробежного насоса в результате солеотложения

При этом во многих случаях, когда в качестве основной причины отказа указывалась другая, так же были зафиксированы отложения нерастворимых солей на элементах конструкций насосов. За последние несколько лет в ООО «РН-УфаниПИНефть» накоплен значительный опыт по работе с

механизированным фондом скважин, осложненных по причине отложения солей. Известные методики прогнозирования солеотложения прошли проверку и были адаптированы применительно к месторождениям Компании в Западной Сибири (ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «РН-Пурнефтегаз»). На их базе в разное время были созданы программные комплексы для прогноза солеотложения в нефтедобывающих скважинах. К сожалению, из-за ряда конструктивных недостатков (специализация на конкретных добывающих предприятиях, не вполне адекватный расчет физико-химических свойств пластовой жидкости, необходимость ручного ввода большого числа исходных данных, низкое качество интерфейса программных продуктов) данные программы не нашли широкого распространения в структурах Компании, отвечающих за механизированную добычу нефти.

Отмеченные недостатки программ-предшественников были устранены в модуле «Солеотложения», реализованном в программе подбора погружного оборудования RosPump, которая на протяжении нескольких последних лет является основным инструментом подбора электроцентробежных и штанговых насосов в добывающих предприятиях НК «Роснефть» (рисунок 21).



Рисунок 21 – Интерфейс блока «Солеотложения» в RosPump

Используя возможности имеющихся в RosPump алгоритмов расчета PVT свойств пластового флюида и определения характеристик многофазного потока по длине скважины, модуль «Солеотложения» позволяет решать следующие важные задачи:

- автоматическая загрузка данных («РН-Юганскнефтегаз» и «РН-Пурнефтегаз») по химическому составу воды и газа;
- прогноз выпадения карбонатных и сульфатных солей по стволу скважины на основе расчета индекса насыщения;
- выбор и расчет параметров оптимальной технологии предупреждения солеотложения;
- рекомендации по типу и дозировке ингибитора защиты от солеотложения;
- прогноз увеличения наработки и расчет экономического эффекта [11].

Прогнозирование солеотложений в скважине

Прогнозирование интенсивности солеотложения в скважине является отправной точкой при планировании мероприятий по снижению отказов оборудования на солеотлагающем фонде. Как показывает нефтепромысловый опыт, затраты на предупреждение отложения солей оказываются во много раз меньше затрат на борьбу с их проявлениями.

На нефтедобывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть» в основном распространены два вида отложений солей: сульфатные (Волго-Уральский и Предкавказский регионы) и карбонатные (Западная Сибирь). При этом скорость отложения сульфатов и кальцитов по-разному реагирует на изменение температуры жидкости. Если для сульфатных солей рост температуры среды приводит к увеличению растворимости соли в жидкости, то для карбонатных солей, и, в частности, CaCO_3 , ситуация оказывается противоположной – растворимость падает.

Применительно к прогнозу отложения кальцитов в скважине это означает, что наибольшая вероятность выпадения солей существует на участках скважины с повышенной температурой, а именно, в призабойной зоне, в области подвески ПЭД и насоса. Применительно к прогнозированию вероятности солеотложения в нефтедобывающих скважинах можно выделить два основных подхода: эмпирический, который основан на имеющемся опыте анализа случаев выпадения солей в скважинах, и подход, основанный на использовании методик прогноза солеотложения. Существующие методики прогноза солеотложения многообразны. С точки зрения сложности их можно разделить на три группы:

- методики, основанные на адаптации известных экспериментальных кривых (графики, номограммы);
- методики, основанные на вероятностных моделях (индекс стабильности, индекс насыщения);
- методики, основанные на использовании результатов моделирования многофазного потока в скважине с учетом химической кинетики.

В силу отличий в механизмах выпадения сульфатных и карбонатных солей различаются отдельно методики прогноза кальцитов и сульфатов. В модуле «Солеотложения» программы RosPump используется методика Оддо и Томсона, в которой оценка возможного выпадения солей проводится по величине индекса насыщения. Методика прошла многолетнюю апробацию на месторождениях Западной Сибири ОАО «НК «Роснефть» и показала удовлетворительное согласование (совпадение в более чем 70% случаях) прогнозных значений с реальными данными.

К числу ее несомненных достоинств можно отнести следующие:

- минимально необходимый набор входных параметров;
- относительная простота в программной реализации;
- применимость для прогноза выпадения карбонатных и сульфатных солей.

Для прогнозирования риска выпадения солей в модуле «Солеотложения» требуются следующие исходные данные:

- 8-компонентный состав пластовой воды (концентрации ионов Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} и HCO_3^- в мг/л), полученный в результате лабораторных анализов проб пластовой воды для данной скважины;
- мольный состав газа (мольные доли CO_2 , CH_4 , N_2) для расчета индекса насыщения для кальцитов;
- рабочие параметры скважины (дебит жидкости, обводненность, плотность нефти), которые определяются из технологического режима работы скважины и корректируются в процессе подбора насосного оборудования;
- термобарические условия (распределения температуры и давления по стволу скважины), определяются с помощью встроенных в RosPump алгоритмов расчета многофазного потока.

Выходным параметром расчетной методики Оддо Томсона является индекс насыщения – SI.

$$Si = \lg\left(\frac{[Kt^{2+}]^x [An^{2-}]}{K}\right), \quad (4)$$

где Kt^{2+} и An^{2-} – молярные концентрации ионов, участвующих в формировании солей, K – константа произведения растворимости при равновесном состоянии. Индекс насыщения отражает степень риска выпадения солей в осадок. Для того чтобы оценить этот риск вводятся уровни солеопасности, которые для месторождений Западной Сибири представлены в таблице. Принимается, что при $SI < 0$ выпадения солей не происходит [11].

Таблица 11 – Уровни солеопасности в зависимости от величины индекса насыщения

Уровень	Значение
SI Низкий (I)	$< 0,5$
Средний (II)	$0,5 - 1,0$
Высокий (III)	$1,0 - 1,5$
Сверхвысокий (IV)	$> 1,5$

Выбор технологии предупреждения солеотложения

В настоящее время существует большой выбор способов борьбы с отложениями солей на элементах оборудования добывающих скважин. К их числу относятся такие методы, как механические способы удаления твердых

осадков, обработка электрическим и магнитным полем, акустическое воздействие, использование защитных покрытий и солезащитных материалов, химические методы предотвращения солеотложения. В силу сказанного выше наиболее эффективными и экономически рентабельными являются методы, направленные на предотвращение солеотложения с помощью ингибирования. К числу методов предотвращения отложения солей, имеющих широкое распространение, можно отнести следующие:

- технология постоянного дозирования ингибитора с применением УДЭ;
- технология периодического дозирования ингибитора; технология задавливания ингибитора в пласт;
- технология применения погружного скважинного контейнера;
- технология размещения ингибитора на забое скважины в зумпф (шашки, капсулы);
- технология закачки ингибитора в пласт через систему ППД.

В модуле «Солеотложения» реализован расчет первых четырех способов предупреждения солеотложения.

При выборе технологий предупреждения отложения солей довольно часто применяется подход, основанный на имеющемся опыте борьбы с проявлениями солеотложений по результатам данных химического анализа для условий конкретной скважины. При этом, как правило, рассматривается лишь какая-нибудь одна технология и планирование мероприятий по защите от выпадения солей сводится к выбору ее параметров. Алгоритм выбора технологии предупреждения солеотложения в скважине, который реализован в модуле «Солеотложения» в RosPump использует два критерия, а именно:

1. технологическая эффективность, которая показывает, насколько данная технология является оптимальной для условий скважины;
2. экономическая эффективность, количественным выражением которой является изменение чистого дисконтированного дохода (NPV) за выбранное расчетное время.

Исходными данными для расчета являются следующие:

- технологические параметры скважины (глубина скважины и спуска НКТ, диаметры обсадной колонны и НКТ, дебит жидкости, обводненность, динамический уровень, плотность нефти, напор насоса и др.), которые определяются из технологического режима работы скважины и в ходе расчета параметров насосного оборудования;
- параметры технологий химической защиты (оптимальная дозировка ингибитора, стоимость ингибитора и технологии и др.), которые задаются непосредственно или (оптимальная дозировка ингибитора) вычисляются в ходе расчета;
- экономические параметры для расчета чистого дисконтированного дохода NPV (время расчета, цена на нефть, переменные затраты по жидкости и нефти и т.д.), берутся из встроенной базы RosPump;
- наработка на отказ на солеотлагающем фонде скважин, которая определяется на основе данных обработки статистики отказов насосов.

В качестве выходных параметров выступают следующие:

- расчетные параметры технологий (суточный расход ингибитора (кг/сут), годовой расход ингибитора (кг/год), ударный расход ингибитора (кг/сут/зак), число секций контейнера-дозатора, годовой расход продавочной жидкости (м³/год);
- эффективность, определяется как соответствие условиям применения;
- прогнозная наработка на отказ, вычисляется как произведение текущей наработки на коэффициент увеличения наработки, который для каждой технологии задается на основе опытных данных;
- затраты, суммируются стоимость ингибитора, стоимость технологии и стоимость обслуживания технологии;
- изменение NPV, вычисляется как разность доходов (экономия на ремонтах, дополнительная добыча нефти) и затрат.

Основным критерием при выборе технологии защиты скважины и подземного оборудования от выпадения солей является область применения технологий. Из числа реализованных в модуле «Солеотложения» технологий УДЭ и периодическое дозирование гарантировано защищают скважину от приема насоса до устья, технология применения контейнеров-дозаторов – от приема ПЭД до устья, задавливание в пласт – от забоя до устья. Основные ограничения по применению технологий связаны с дебитом жидкости и обводненностью продукции скважин (таблица 12).

Таблица 12 – Технологические ограничения для технологий защиты

Технология	Дебит жидкости (м³/сут)	Обводненность (%)	Прочие ограничения
Технология постоянного дозирования	<300	5-100	
Технология периодического дозирования	<100	0-100	Неполный вынос воды
Задавливание в пласт	>0	5-100	
Применение контейнеров-дозаторов	<150	20-80	

Помимо выбора технологии предупреждения солеотложения модуль «Солеотложения» позволяет осуществлять выбор ингибитора защиты из числа тех, которые имеются в базе RosPump или внесены непосредственно пользователем (формула 5).

$$\varepsilon = \frac{c_2 - c_1}{c_0 - c_1} * 100, \quad (5)$$

где C_0 – начальная концентрация солеобразующего иона в воде, C_1 – концентрация солеобразующего иона в растворе без ингибитора, C_2 – концентрация солеобразующего иона в растворе с ингибитором. При одинаковой эффективности предпочтение отдается тому ингибитору, который имеет меньшее значение произведения дозировки и стоимости. В таблице 13 (приложения В) приведена эффективность ингибитора солеотложения [11].

Модуль «солеотложения» в программе подбора погружного оборудования RosPump

Основное назначение программы подбора погружного оборудования RosPump, в которой реализован модуль «Солеотложения», состоит в выборе насосного оборудования (для УЭЦН - насос, ПЭД, кабель, для УСШН - насос, штанги, станок-качалка, для фонтана - штуцер) для конкретной скважины с целью обеспечения желаемых дебита жидкости и забойного давления. В качестве исходных параметров программа использует данные технологического режима работы скважины или данные, которые пользователь вводит вручную. Выбор способа эксплуатации реализован во вспомогательном модуле «Сравнение способов эксплуатации».

Модуль «Солеотложения» организован в виде дополнительного элемента в общей структуре интерфейса RosPump. Он не оказывает влияния на работу других модулей, но вместе с тем использует данные и алгоритмы основной программы. Схема функционирования модуля «Солеотложения» в RosPump организована следующим образом. На первом этапе происходит загрузка данных технологического режима работы анализируемой скважины, которые берутся как исходные для проведения расчетов. На втором этапе происходит вычисление параметров рабочей точки – точки пересечения индикаторной кривой и кривой лифта в скважине.

Ориентируясь на параметры рабочей точки, программа предлагает насосное оборудование, которое позволит обеспечить требуемые дебит и забойное давление. Модуль «Солеотложения» активируется после того, как выбрано насосное оборудование и определен дебит скважины. При работе в данном модуле пользователь последовательно загружает данные по химическому составу воды и газа и производит расчет прогнозных параметров (индекс насыщения, уровни солеопасности, выбор технологии защиты и ингибитора). На заключительном этапе формируется итоговый протокол, в который, помимо параметров насосного оборудования, заносятся также результаты расчетов в модуле «Солеотложения».

Общий интерфейс блока «Солеотложения» включает в себя окно «Параметры расчета», содержащее исходные данные (параметры воды и газа,

параметры технологий), окно «Результаты расчета» (расчетные параметры технологий защиты) и вкладки окон «Общий прогноз», «Прогноз отложений кальцитов», «Прогноз отложений сульфатов» и «Тип и дозировка ингибитора». В меню RosPump имеется активная кнопка «Рассчитать», при нажатии которой происходит расчет параметров технологий предупреждения солеотложения. После нажатия кнопки «Загрузить данные для солей» автоматически загружаются параметры химического состава пластовой воды и газа для данной скважины, если они имеются в базе данных, или параметры, осредненные по месторождению и пласту, если они в базе данных отсутствуют. Параметры технологий, в том числе наработка на отказ до применения защиты от солеотложения, задаются по умолчанию. Пользователь имеет возможность изменять все значения параметров в окне «Параметры расчета» [11].

Для наглядности в окнах «Прогноз отложений кальцитов»/«Прогноз отложений сульфатов» рисуются карты солеопасности для сульфатов и кальцитов. Каждая карта представляет собой двумерный график, строится в координатах давление-температура и показывает соответствующие им уровни солеопасности по расчетному значению индекса насыщения. Дополнительно на карте нанесена кривая зависимости температуры от давления для скважины, при этом верхняя точка соответствует параметрам на забое, зигзагообразный участок обозначает место подвески ПЭД и насоса: по направлению от приема к выкиду давление и температура растут квазилинейно.

Для более наглядного восприятия карту дублирует рисунок скважины, на котором различные ее участки окрашены в цвет, соответствующий тому или иному уровню солеопасности. Кроме того, здесь содержится текстовая информация, поясняющая результаты расчетов: уровни солеопасности с ранжировкой, тип (химическая формула), место выпадения и уровень солеопасности для пяти зон возможного отложения солей (призабойная зона, обсадная колонна, ПЭД+насос, колонна НКТ и устье), значения среднего и максимального индекса насыщения, оптимальная технология предупреждения солеотложения в скважине на основе проведенных расчетов.

В окне «Результаты расчета» для каждой технологии рассчитываются эффективность, прогнозная наработка, затраты и изменение NPV. Кроме того, дополнительно указываются параметры технологий (суточный и годовой расход ингибитора, число секций контейнера и т.д.). Окно «Тип и дозировка ингибитора» содержит список и дозировку ингибиторов, рекомендуемых к применению, которые оформлены в виде таблицы. Цветом выделяется ингибитор и дозировка, при которой защита от выпадения солей наиболее эффективна.

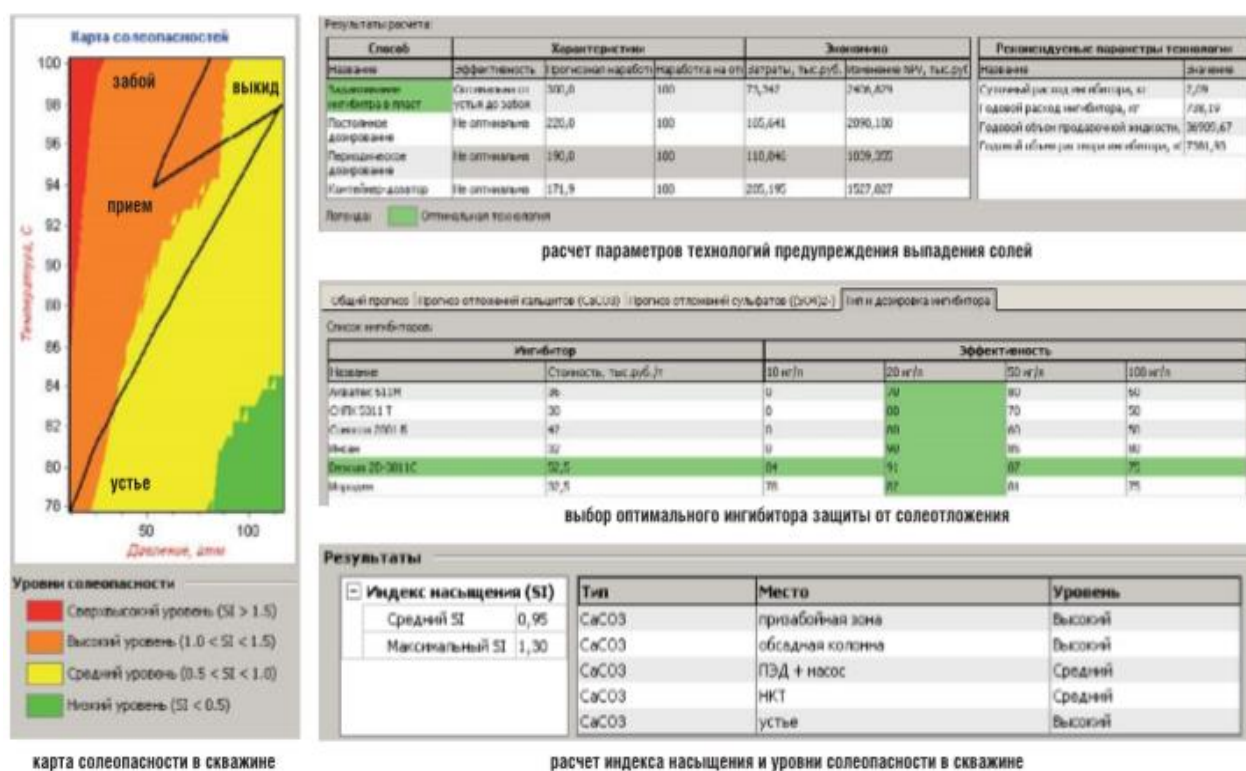


Рисунок 22 – Примеры интерфейса модуля «Солеотложения» в RosPump

Методика прогнозирования солеотложения с помощью индекса насыщения и алгоритм выбора технологии защиты на основе технико-экономического сравнения, которые реализованы в модуле «Солеотложения» RosPump, могут быть успешно использованы при анализе риска выпадения солей и планировании мероприятий по их предупреждению для группы скважин или месторождения в целом. Если химический состав пластовой воды для группы анализируемых скважин примерно одинаков, можно построить карту солеопасности для отдельно взятого пласта или месторождения в координатах

давление-температура. Карта может быть использована для оценки риска выпадения солей на забое или приеме насоса, если в этих точках известны давление и температура пластовой жидкости. Другой график, на котором для каждой скважины откладываются ее среднее и максимальное значения индекса насыщения, используется для выделения фонда скважин с высоким риском отложения солей.

Технико-экономический анализ применимости различных технологий предупреждения солеотложения позволяет построить карту применения технологий для месторождения в координатах дебит жидкости-обводненность, которая позволит проводить экспресс-планирование мероприятий по защите скважин от выпадения солей в зависимости от технологического режима их работы (рисунок 23) [11].

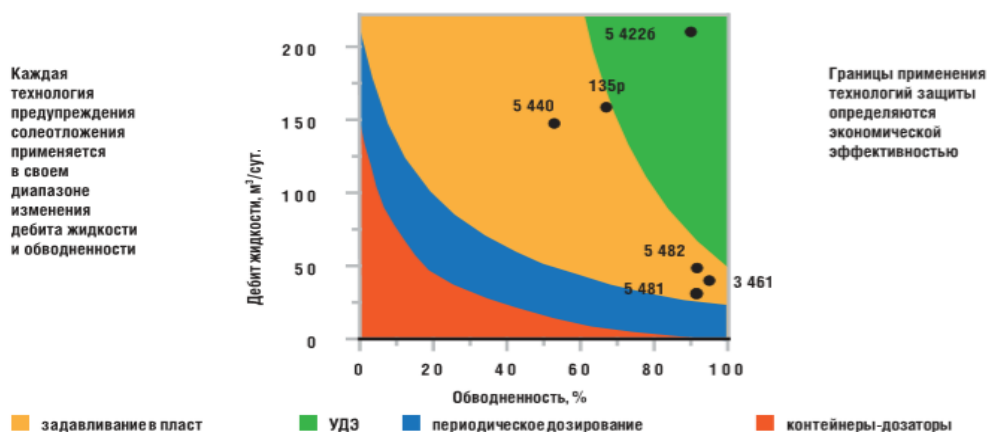


Рисунок 23 – Определение оптимальной технологии защиты от солеотложения

Эффективность ингибиторов солеотложений зависит от технологии их применения в условиях конкретных месторождений. Применяется целый ряд способов подачи ингибиторов солеотложений, в том числе, в зависимости от объекта (таблица 14). Если мы говорим про скважину, то возможны следующие варианты: дозирование с помощью устьевого дозатора в затрубное пространство дозатором типа УДЭ, дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру, периодическая закачка в затрубное пространство с помощью агрегатов, и применение погружных скважинных контейнеров с реагентом. Иногда ингибиторы солеотложений закачиваются совместно с

жидкостью для воздействия на пласт с целью предотвращения выпадения солей после проведения работ по интенсификации добычи нефти. При этом должна быть проверена химическая совместимость ингибиторов с жидкостями, к примеру, с жидкостями для (гидравлический разрыв пласта) ГРП. Подача ингибиторов солеотложений в пласт совместно с жидкостью гидроразрыва при ГРП в Западной Сибири увеличивает межремонтный период УЭЦН и продуктивность нефтяной скважины. приведены многие успешные результаты исследований применения технологии задавливания и размещения в ПЗП водного раствора ингибиторов солеотложений добывающих скважин под давлением (технология Squeeze), которая является общепринятой. Главным плюсом является увеличение межремонтного периода УЭЦН после задавливания ингибиторов солеотложений в ПЗП.

Таблица 14 – Объекты и способы подачи ингибиторов солеотложений

Объект	Скважина	Пласт
Способ подачи реагента	Дозирование с помощью устьевых дозаторов в затруб (типа УДЭ)	Задавка в пласт добывающих скважин
	Дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру (типа УДЭ)	Закачка в нагнетательные скважины (через систему ППД)
		Введение ингибитора с проппантом при ГРП (ScaleProp)
	Периодическая закачка в затруб с помощью агрегатов	Введение ингибитора с жидкостью гидроразрыва при ГРП (ScaleFrac)
	Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами	Совмещение кислотной обработки с введением ингибитора
		Введение ингибитора с жидкостью глушения

2.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой

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.

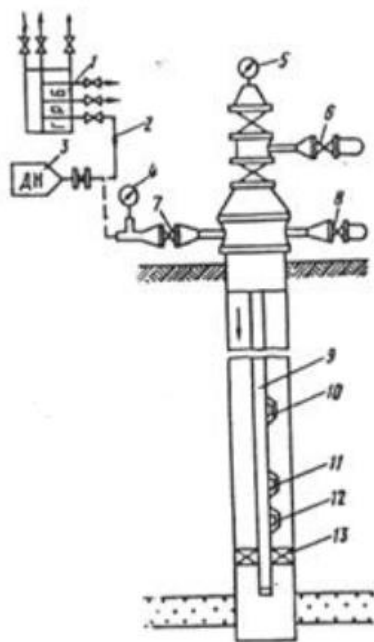


Рисунок 24 – Подача ингибитора в затрубное пространство

1-газораспределительная батарея; 2-скважинная линия с газом высокого давления; 3-дозировочный насос; 4,5-манометры;6-задвижка выкидной линии;7,8-затрубные задвижки;9-НКТ; 10,11-пусковой и рабочий газлифтные клапаны;12-циркуляционный клапан;13-пакер.



Рисунок 25 – Блок дозирования реагентов типа установки дозировочной электронасосной

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

$$P = P_0 \cdot Q_B / 10^3, \text{ кг/сут} \quad (6)$$

где, P – количество ингибитора, дозируемого в скважину;

Q_B – производительность скважины по воде, т/сут;

P_0 – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/т.

В связи с малыми дозировками ингибитора и для компенсации его потерь (на начальном этапе) на адсорбцию стенками эксплуатационной колонны и НКТ в течение первых 3-5 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-5 раз превышает оптимальную дозировку. По истечении срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня оптимальной дозировки. Для сокращения начального этапа (насыщения) возможно проведение закачки расчетного количества ингибитора по технологии периодического дозирования с передвижных насосных установок.

При расчетном расходе ингибитора солеотложений менее левой рабочей границы дозирующего насоса, необходима его замена на соответствующий дозирующий насос, либо закачивать существующим дозирующим насосом раствор ингибитора.

Давление, развиваемое дозирующим насосом при закачке ингибитора в затрубное пространство, должно превышать давление газа в затрубном пространстве.

Для повышения эффективности мероприятий по защите от солеотложений перед началом дозирования ингибитора необходимо провести работы по удалению имеющихся отложений в стволе скважины, в ПЗП и на УЭЦН.

При работе УДЭ, БРХ.

В течение 3-5 дней дозирующие устройства должны обеспечивать закачку ударной дозы для ускоренного насыщения жидкости в затрубном пространстве и доставки реагента к приему ЭЦН, так как в первые дни вывода скважины на режим в затрубное пространство присутствует насыщенный солями водный раствор глушения.

Заправка емкостей УДЭ, БРХ ингибитором производится по мере необходимости, а обслуживание – не реже, чем раз в три дня.

При остановке скважины на ТКРС дозатор останавливают, нагнетательная линия от дозирующего устройства демонтируется. Запуск УДЭ производится одновременно с запуском скважины в работу после ТКРС и начинается с ударной дозы ингибитора. [12].

2.3 Дозирование ингибитора с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру

Отложения солей возникают практически на всем пути следования скважинной продукции. Традиционный метод, который мы рассмотрели выше, подача ингибиторов солеотложения в затрубное пространство зачастую оборачивается коррозионным поражением колонны, насосного оборудования, кабеля. Применение армированных капиллярных трубопроводов позволяет подавать минимальное количество ингибитора целенаправленно в нужный интервал скважины (в колонну НКТ, непосредственно на прием ЭЦН, в интервал перфорации) что снижает вероятность коррозионного поражения и повышает эффективность работы самого ингибитора.

Капиллярная система подачи химических реагентов позволяет щадящим образом подойти к процессу ингибирования солеотложений, потому что мы подаем малые количества реагентов (1-5 л/сут) и именно в нужный интервал скважины. Это позволяет защищать оборудование от солеотложений с минимальным коррозионным воздействием. Капиллярная система включает в себя наземную дозирочную установку и устройство ввода, капиллярный трубопровод малого диаметра, который может доходить до интервала перфорации.

Технология подачи происходит следующим образом: По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного

трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 26). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины [12].

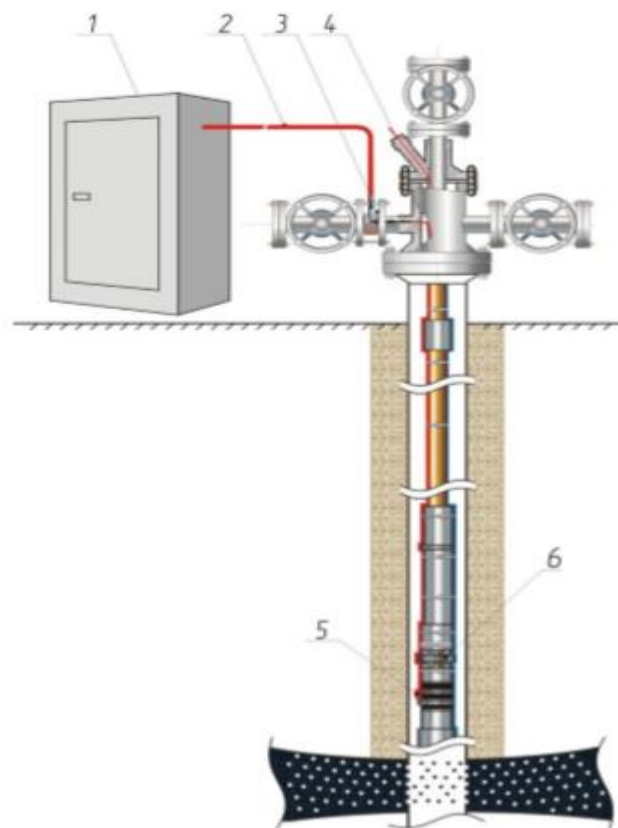


Рисунок 26 – Подача реагента на прием УЭЦН по импульсной трубке [13]

2.4 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 затрубное пространство

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 (рисунок 27).

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.

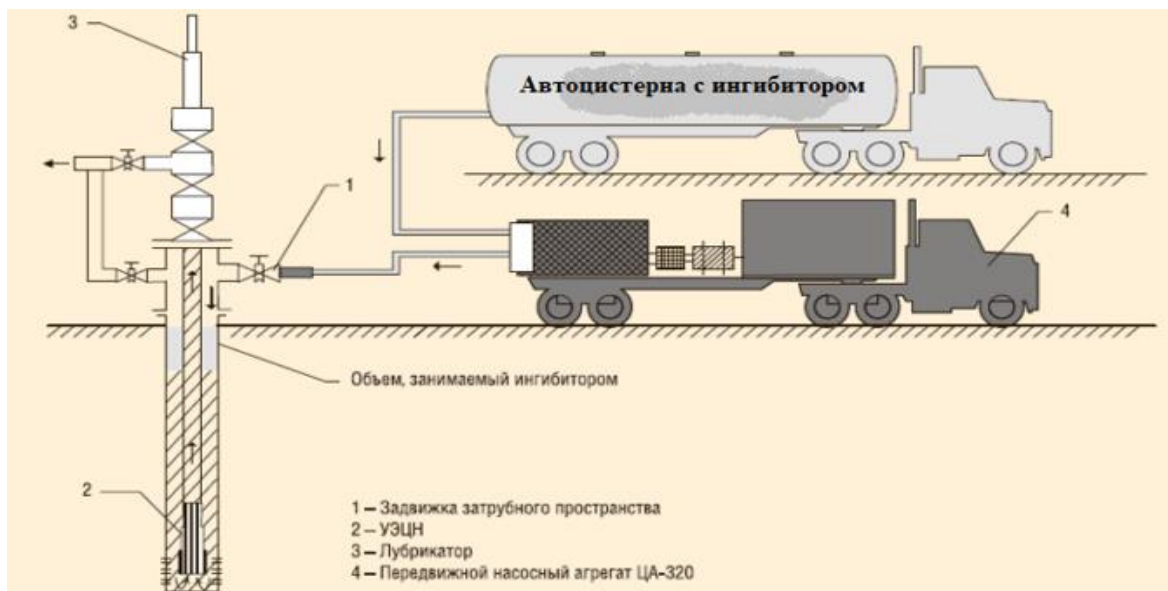


Рисунок 27 – Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство

При использовании данного метода необходимо проводить оценку выноса ингибитора индивидуально для каждой обрабатываемой скважины для того, чтобы опытным путем определить время между его закачками.

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

$$P = K \cdot P_0 \cdot \gamma \cdot n \cdot (Q_{\text{ж}} \cdot \tau + V_3) / 10^6, \text{ кг/сут} \quad (7)$$

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

P_0 – оптимальная дозировка ингибитора для пластовых условий, г/м³;

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:

$$V_3 = \pi \cdot r_c^2 (L_c - L_{\text{НКТ}}), \text{ м}^3 \quad (8)$$

где r_c – радиус скважины, м;

$\pi = 3,14$;

γ – плотность газонасыщенной жидкости (кг/м³) рассчитывается по формуле:

$$\gamma = [\gamma_1 + \gamma_2 \cdot \Gamma + \gamma_3 \cdot n_0 / (1 - n_0)] / [b + n_0 / (1 - n_0)], \text{ кг/м}^3 \quad (9)$$

где γ_1 – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях, кг/м³;

γ_2 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м³;

γ_3 – плотность пластовой воды в нормальных условиях, кг/м³;

Γ – газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям, м³/м³;

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

$$n_0 = n / [n + (1 - n) \gamma_3 / \gamma_1], \quad (10)$$

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 следующем закачке ингибитора на забой скважины необходимо брать расчетное количество реагента. Периодичность закачки ингибитора на забой скважины уточняется в процессе работы скважинного оборудования [12].

Для проведения работ необходимо приготовить 1-10% раствор ингибитора в технической воде для закачки реагента в затруб скважины. Раствор готовится на попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счет сил гравитации.

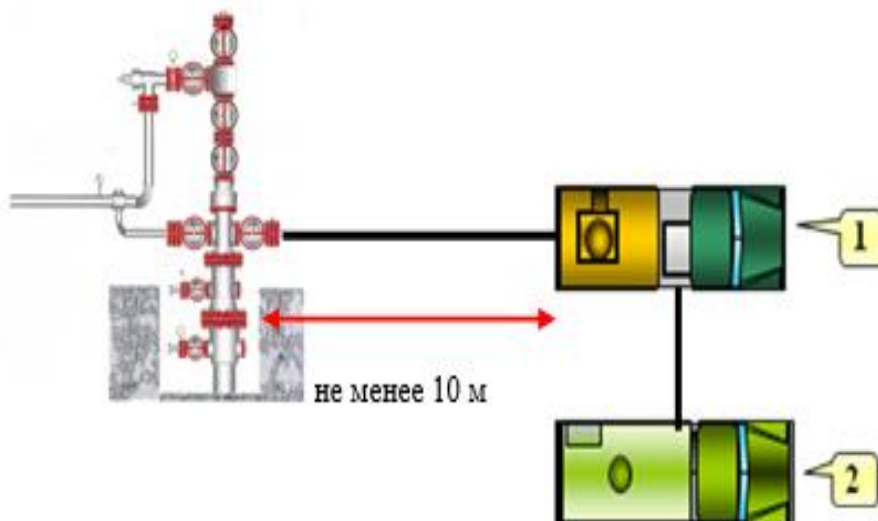


Рисунок 28 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Выполнить обвязку оборудования, подсоединив выкидную линию агрегата ЦА-320 (1) к внешней затрубной задвижке скважины (рисунок 28). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора (2).

Не останавливая работу скважинного насоса, произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше максимально допустимого [12].

2.5 Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами

Погружные скважинные контейнеры представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнеры монтируются под основанием погружного электродвигателя (ПЭД) или телеметрической системы (ТМС), что позволяет дозировать ингибитор ниже уровня ПЭД, в область, где только начинается процесс солеотложений вследствие нагрева пластовой жидкости (рисунок 29). За счет своей автономности, данная технология удобна в применении на удаленных месторождениях, доступ к которым затруднен, достаточно дешевый способ борьбы с осложнениями (по сравнению с поверхностными дозаторами), легко монтируются, не требуют обслуживания. Однако ограничения, связанные с объемом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода.

Габаритные размеры ПСК зависят от модификации и производителя.

Таблица 15 – Средние габаритные размеры

Наружный диаметр, не более, мм	89,0
Длина в сборе, мм	до 30000 ± 500
Вес (макс) заполненный ингибитором, не более, кг	556

Для удобства заполнения контейнера ингибирующей композицией, а также для удобства транспортирования и хранения его конструкция выполнена разборной на секции. При сборке контейнера секции соединяются на резьбе. Длина отдельной секции 4000 мм. В нижнем резьбовом наконечнике секции, кроме последней, установлена перфорированная диафрагма. Последняя (нижняя) секция имеет наглухо заваренное дно. Контейнер скважинный, заполненный ингибитором ИСТ, с помощью узла крепления присоединяется к основанию погружного электродвигателя и опускается в скважину в составе установки. Скважины могут иметь значительную кривизну, что приводит к возникновению изгибных нагрузок на конструкцию, как контейнера, так и

УЭЦН. Это может вызвать повышение уровня вибрации при работе насоса и ослабить крепления секций и контейнера к УЭЦН.

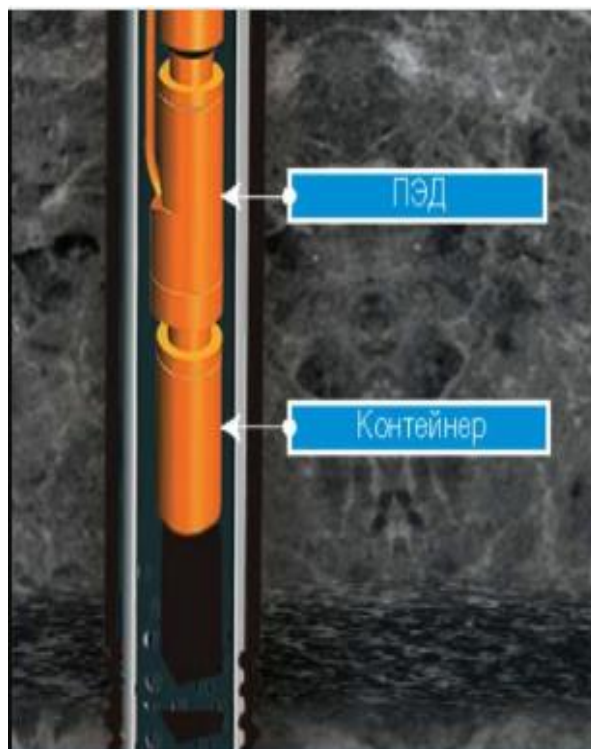


Рисунок 29 – Схема установки погружного скважинного контейнера [14]

Твердый ингибитор солеотложений дозируется за счет постепенного размягчения и вытекания в дозатор, где носитель растворяется в нефти, высвобождая активную основу ингибитора (рисунок 30).

Контейнер для твердых реагентов состоит из труб, заполненных ингибитором, а в нижней части расположен дозатор с калиброванными отверстиями. Во время работы ЭЦН пластовая жидкость поступает в рабочую камеру. Твердый ингибитор растворяется и смешивается с пластовой жидкостью. Молекулы ингибитора адсорбируются на зародышах кристаллов неорганических солей, препятствуя их дальнейшему росту и осаждению на рабочих органах ЭЦН и поверхностях оборудования. Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания (ОПИ) в нефтяной компании ОАО НАК «Аки-Отыр».

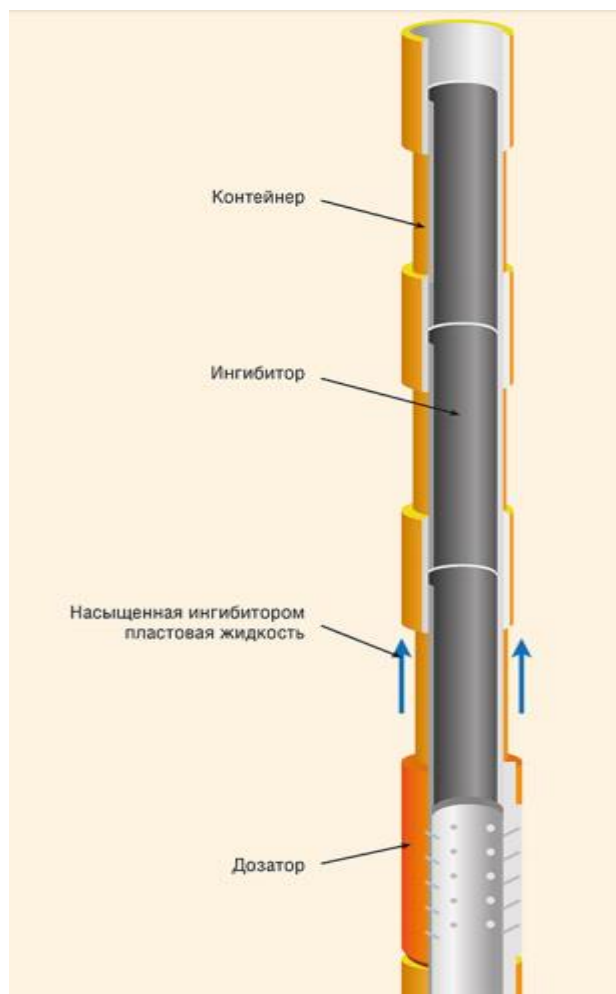


Рисунок 30 – Погружной скважинный контейнер с твёрдым реагентом [14]

Конструкция контейнера для капсулированного ингибитора была предложена для уменьшения расхода реагента на начальном этапе. Технология дозирования капсулированных реагентов обеспечивает стабильную дозировку ингибитора солеотложения в течение всего срока службы скважины. Контейнер с капсулированным реагентом включает секции труб, наполненные жидким ингибитором в капсулах. Количество секций контейнера определяется в зависимости от дебита скважины. Капсулы, изготовлены из полимерных полупроницаемых мембран размером от 50 до 100 мкм. Пластовая жидкость попадает в дозирующее устройство через нижний ряд отверстий, во время нахождения жидкости внутри контейнера ингибитор растворяется, и поступающая жидкость выносит смесь с растворенным реагентом в затрубное пространство через верхний ряд отверстий дозатора к приемному модулю ЭЦН

и предотвращает солеотложения (рисунок 31). Данная конструкция успешно прошла ОПИ в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

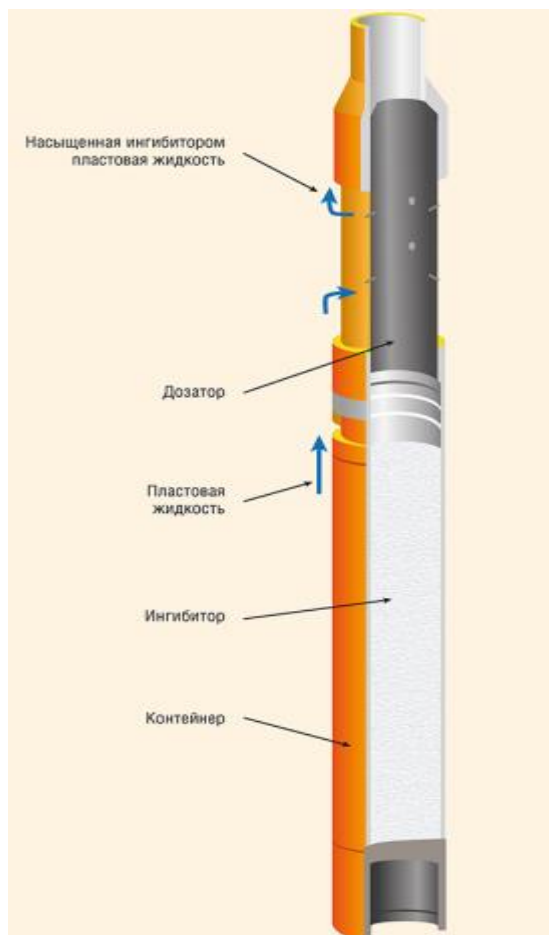


Рисунок 31 – Погружной скважинный контейнер с капсулированным реагентом

Отметим, что для обоих описанных вариантов контейнера требуется определенный тип ингибитора: твердый или капсулированный. Для того чтобы можно было использовать любой тип реагента, по требованию заказчика был разработан контейнер скважинный универсальный, отличающийся от предыдущей конструкции дополнительным дозатором для гибкой регулировки ингибитора (рисунок 32). Контейнеры КСУ состоит из корпуса, соединительных муфт и дозатора, размещенного в верхней части каждой секции. Дозатор помимо отверстий снабжен дополнительной ступенью дозирования с системой отверстий и трубкой, обеспечивающей подачу пластовой жидкости в нижнюю часть корпуса, что обуславливает равномерное и полное растворение ингибитора в течение заданного периода эксплуатации за счет увеличенной поверхности массообмена. Дозирование реагента обеспечивается посредством

диффузионного растворения ингибитора и выноса в скважину насыщенной реагентом пластовой жидкости. Эффективность действия КСУ при определенном подборе конструкции под тип ингибитора обеспечивается изменением геометрических параметров отверстий в дозаторе и в дополнительной ступени дозирования. К преимуществам контейнеров КСУ следует отнести отсутствие ограничений по типу используемого ингибитора, температуре и обводненности пластовой жидкости эксплуатируемых скважин. Контейнеры КСУ обеспечивают высокую точность дозирования ингибитора и эффективную защиту узлов УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации [14].



Рисунок 32 – Погружной скважинный контейнер универсальный [14]

В целях обеспечения равномерного процесса дозирования в пластовую продукцию жидких реагентов АО "Новомет-Пермь" разработан и серийно выпускается скважинный контейнер со шнеком (КСШ) для жидкого ингибитора (рисунок 33). Контейнер КСШ устанавливается под основанием ПЭД с применением эластичного разобщителя. В верхней части корпуса, заполненного

жидким концентрированным ингибитором, располагается неподвижный шнек, над которым выполнены калиброванные отверстия.

Подача ингибитора из контейнера КСШ реализуется следующим образом. Пластовая жидкость поступает из скважины в корпус контейнера через отверстия и проходит вдоль лопастей шнека. При этом взвешенные крупнодисперсные частицы, содержащиеся в жидкости, отделяются и оседают на дне контейнера, вытесняя концентрированный ингибитор в верхнюю часть секции и далее в скважину.

Таким образом, при работе контейнера синхронно осуществляются процессы дозирования реагента и очистки пластовой жидкости, а сам контейнер является накопителем крупнодисперсных частиц. Дозирование ингибитора в скважину осуществляется с высокой точностью, так как количество дозируемого реагента пропорционально коэффициенту сепарации шнека. К недостаткам контейнеров КСШ следует отнести ограничения по области применения: не рекомендуется использовать в скважинах с углом наклона более 35° от вертикали [14].

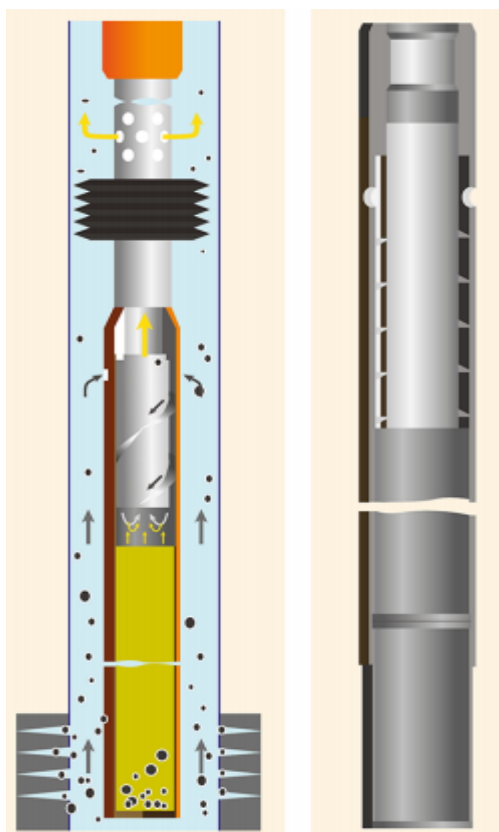


Рисунок 33 – Погружной скважинный контейнер со шнеком [14]

На данный момент наибольшее распространение получил контейнер с твердым реагентом (таблица 16).

Таблица 16 – Внедрение контейнеров КСТР на скважинах, осложненных отложениями солей

Компания	Начало внедрения	Число установок	Средняя наработка УЭЦН до внедрения КСТР, сут	Средняя наработка ЭЦН с КСТР, сут
ОАО «НАК « Аки – Отыр»	2007 г.	Более 300	224	541
"Салым Петролеум Девелопмент Н. В."	2008 г.	67	285	627
АО "Томскнефть" ВНК	2009 г.	Более 800	118	313
ОАО "Саратовнефтегаз"	2010 г.	19	196	399

Преимущества КСТР заключается в более низкой стоимости по сравнению с КСПР. В свою очередь последние не зависят от температуры и обводненности продукции скважин (таблица 17).

Таблица 17 – Рекомендации по применению скважинных контейнеров производства АО "Новомет-Пермь"

Тип контейнера	Рекомендации по применению	
	Тип ингибитора	Условия применения
КСТР	Твердый	Температура пластовой жидкости от 75 до 120 °С. Обводненность пластовой жидкости - от 0 до 90 %
КСКР	Капсулированный	Установка в горизонтальных скважинах. Нет ограничений по температуре и обводненности пластовой жидкости
КСУ	Твердый, жидкий, капсулированный	Нет ограничений по температуре и обводненности пластовой жидкости
КСШ	Жидкий	Равномерный вынос ингибитора. Концентрация взвешенных частиц менее 200 мг/л, средний диаметр частиц менее 300 мкм

Сравнение качественных характеристик выноса твердого, жидкого и капсулированного ингибитора из скважинных контейнеров различных конструкций представлено на рисунке 34.

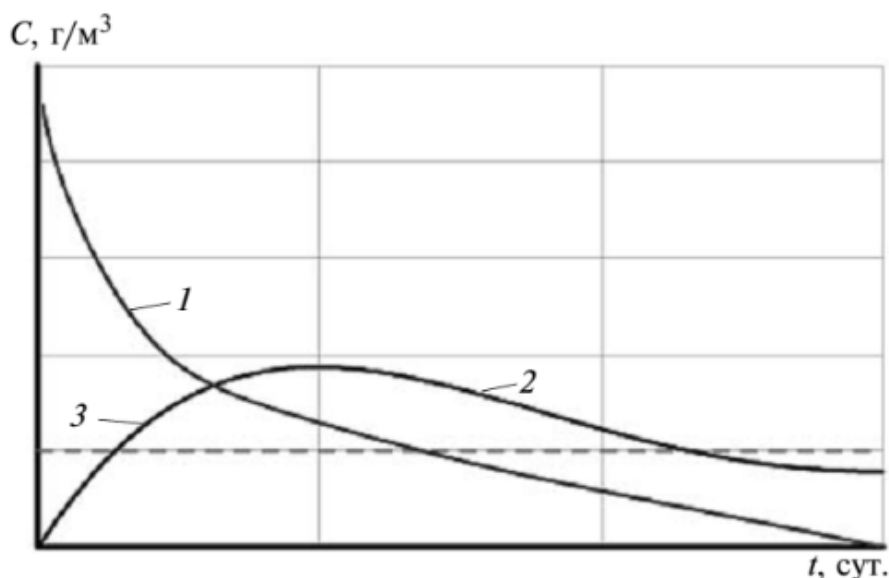


Рисунок 34 – Характер изменение концентрации ингибитора в пластовой жидкости от времени при использовании скважинных контейнеров

1 - КСТР; 2 - КСКР, КСУ; 3 - КСШ

2.6 Современный подход к усовершенствованию технологий с применением ингибитора солеотложений

Если мы говорим о доставке реагента в пласт, то применяются следующие основные способы: задавка в пласт добывающих скважин, закачка в нагнетательные скважины через систему ППД, введение ингибиторов с пропантом при ГРП, введение ингибиторов с жидкостью гидроразрыва при ГРП, совмещение кислотной обработки с введением ингибитора, и введение ингибитора с жидкостью глушения.

В компании ООО «РН-ЮНГ» уже на протяжении многих лет применяются технологии задавливания ингибитора в пласт. Объем внедрения – более 2200 операций задавки на осложненных солеотложением скважинах. Успешность операций составляет – более 92 %.



Рисунок 35 – Разновидности технологии задавки в пласт

2.6.1. Технология задавливания ингибитора в пласт (технология SQUEEZE)

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе натрона (Вайоминг) и т.д. в отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Западной Сибири.

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.

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.

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время текущего и капитального ремонта в соответствии с основным планом ТКРС.

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- с исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации или за 50 м от верхних дыр перфорации для одновременной установки блокирующих составов;
- с исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- с исправным состоянием задвижек для закачки.

Давление задавливания определяется приемистостью пласта и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

При открытом затрубном пространстве в НКТ последовательно закачать кислотным агрегатом 15 % раствор соляной кислоты и раствор ингибитора солеотложения. После закачки жидкости в объеме НКТ закрывается задвижка на затрубном пространстве. Далее продавливается раствор ингибитора расчетным объемом 1,5 % водного раствора катионного ПАВ либо нефтью на глинизированных коллекторах, затем технологической жидкостью в объеме колонны НКТ. Закрывается скважина на 12 часов для адсорбции реагента и его распределения в порах пласта. По окончании процесса адсорбции из скважины извлечь НКТ, спустить насос, освоить скважину. Повторное задавливание ингибитора в пласт и закачка ингибитора на забой скважины осуществляются при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня (рисунок 36) [12].

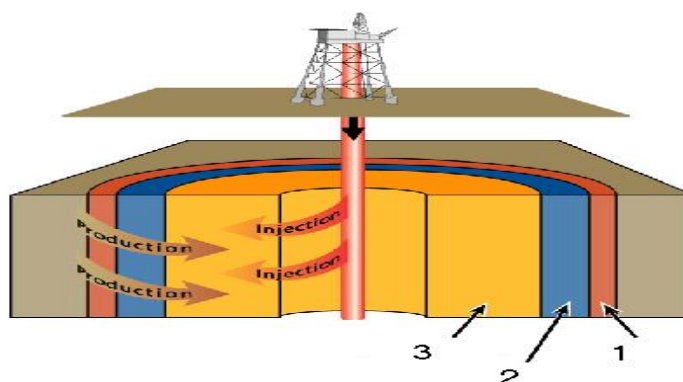


Рисунок 36 – Схема закачки ингибирующего состава

1 - пачка раствора оторочки; 2 - пачка раствора ингибитора; 3 - продавочная жидкость для оттеснения ингибитора в удаленную зону пласта.

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

$$P = K \cdot P_0 \cdot Q_B \cdot \tau_1 / 10^3, \quad (11)$$

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 продажной жидкости (V , м³) рассчитывается по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot H_{\pi} + v, \quad (12)$$

где m – коэффициент пористости;

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

H_{π} – вскрытая мощность пласта, м;

v – объем НКТ, м³.

Пример расчета.

Примем расчетное время защиты равным 100 сут.

$$P = 2,0 \cdot 30 \cdot 20 \cdot 0,132 \cdot 1005 \cdot 100 / 10^6 = 15,9 \text{ кг} \quad (13)$$

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

Достаточно широко эта технология применяется в BP, Chevron Texaco, Dynea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как АО «Самотлорнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в и ОАО «ТНК Нижневартовск».

2.6.2 Технология дозирования ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления

Закачка ингибитора в нагнетательную скважину продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора объемом в 3-6 м³. При

последующих обработках допустимо сокращение продолжительности обработок до 15 дней в зависимости от адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов в пласте.

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 первых 5-10 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 3-6 месяцев с момента начала работ [12].

Расчет количества ингибитора производится по следующим формулам:

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

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} \cdot P_o \cdot 100 / ((100 - \Pi) \cdot 1000), \quad (14)$$

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:

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} \cdot P_o \cdot 100 \cdot t / ((100 - \Pi) \cdot 1000 \cdot r), \quad (15)$$

где t – время предполагаемой защиты от солеотложения – не менее 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:

$$Q_{\text{сут}} = 1000 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 180 \cdot 5 / ((100 - 60) \cdot 1000 \cdot 15) = 15000 \text{ кг} \quad (16)$$

$$\text{Количество 10 \% раствора ингибитора составит: } 15 \cdot 100 / 10 = 150 \text{ т.} \quad (17)$$

Количество ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит:

$$Q_{\text{сут}} = 1000 \cdot 30 \cdot 100 \cdot 180 \cdot 10 / ((100 - 60) \cdot 1000 \cdot 15) = 9000 \text{ кг} \quad (18)$$

$$\text{Количество 10 \% раствора ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит: } 9 \cdot 100 / 10 = 90 \text{ т.} \quad (19)$$

К достоинствам данного метода можно отнести то, что происходит защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы, и так же, защита целой группы солеотлагающих скважин. Недостатки у данного метода, это прежде всего большой расход ингибитора, и ограниченные условия применения-

экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин.

Рекомендации по совершенствованию технологий для ППД:

- Оптимизировать объем и частоту закачки ингибитора в связи с изменяющимися гидродинамическими связями в очаговой солеотлагающей зоне;
- Подбор ингибирующего состава с малой сорбцией на пласте.

2.6.3 Технология введения ингибитора с жидкостью гидравлического разрыва и проппантом (технология ScalFrac и ScaleProp)

Преимущества данного метода защита обширной области ПЗП, высокая продолжительность эффекта. дальнейшая эксплуатация скважин не требует специального оборудования при сокращении времени на КРС. недостаток этого метода повышенные требования к совместимости ингибитора с агентом ГРП и значительные затраты на ингибиторы [8].



Рисунок 37 – Введение ингибитора с технологической жидкостью разрыва при гидравлическом разрыве пласта [8]

Применяется также и метод введения ингибитора с проппантом (рисунок 38)

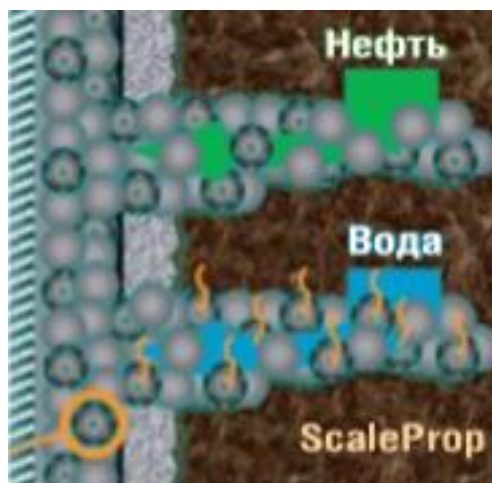


Рисунок 38 – Введение ингибитора с технологической жидкостью разрыва при гидравлическом разрыве пласта (с проппантом) [8]

Выбор технологии ингибирования для конкретного случая

Скважины, осложненные отложением солей, отмечаются на карте разработки месторождения. Такая карта называется «проблемной картой» (рисунок 39).

Рисунок удален, так как содержит коммерческую тайну.

Рисунок 39 – «Проблемная карта» Ванкорского месторождения

На карте отмечают контуром зоны скопления проблемных солеотлагающих скважин, находящихся на участках влияния ограниченного количества нагнетательных скважин. Существует экономическая целесообразность защиты таких скважин путем закачки ингибитора солеотложения через систему ППД. Впрочем, по отношению к указанным скважинам применимы и методы индивидуального дозирования. Для детального определения нагнетательной скважины, подлежащей обработке ингибитором, следует провести изучение взаимного влияния нагнетательных и добывающих скважин на участке либо выполнить индикаторные исследования направления и скорости движения жидкости в пласте.

Остальные одиночно расположенные скважины месторождения рекомендуется защищать в соответствии с их производительностью. В первую очередь индивидуальными дозирующими установками обеспечивают наиболее высокопроизводительные скважины.

Высокообводненные скважины средней производительности и среднеобводненные скважины малой производительности с успехом могут защищаться по технологии периодического дозирования в затрубное пространство.

Необходимо помнить, что методы дозирования ингибитора через систему ППД и задавка ингибитора в пласт позволяют защищать все четыре зоны солеотложения, методы индивидуального дозирования – только две. Поэтому при прочих равных экономических условиях предпочтение следует отдавать методам задавки в пласт и дозирования через систему ППД.

При использовании на скважинах технологий защиты от солеотложения, в ходе выполнения ремонтных работ на участках, где отмечены солеотложения, в жидкость глушения желательнее добавлять ингибитор солеотложения [15].

2.7 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования

Преимущества ингибиторной технологии защиты, применяемой для предотвращения солеотложений и коррозии нефтепромыслового оборудования, способствовали увеличению спроса на химические реагенты. Этот способ защиты оборудования эффективный, относительно недорогой и простой в исполнении, чем и объясняется популярность его применения в нефтяных компаниях. Например, в компании ПАО «Лукойл» 67% скважин солеотлагающего и 91% скважин коррозионного фондов защищаются ингибиторами. Компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть» и другие нефтедобывающие предприятия России на своих месторождениях так же используют ингибиторы для защиты внутрискважинного оборудования.

По данным работы в ООО «РН-Юганскнефтегаз» для предупреждения образования солеотложений применяются такие ингибиторы как: ОЭДФ, «Акватек» и «Ипроден-С1», эффективность которых превышает 90%. В случае содержания ионов кальция более 600 мг/дм³ отмечается эффективность ингибитора солеотложения производства Baker Hughes Petrolite. Увеличение наработки ЭЦН на отказ увеличилось до 9,3 раз, приложение Г (рисунки 40,41).

Согласно отчетам компании ОАО «Газпромнефть-ННГ», около 50% скважин действующего фонда, оборудованных УЭЦН, осложнены солеотложением. В качестве защитных мер были подобраны ингибиторы, эффективность которых составила не менее 80 %. По результатам проведенного комплекса лабораторных и полевых испытаний к промышленному применению были рекомендованы ингибиторы солеотложений «Акватек», «Инсан» и «Оптима».

По результатам анализа, проведенного специалистами ОАО «Самотлорнефтегаз» установлено, что затраты на химическую защиту, существенно ниже потерь при эксплуатации незащищенного оборудования. В связи с этим, стратегия компании подразумевает развитие направления химизации и увеличение линейки ингибиторов. Эффективность применяемых в компании реагентов «Фокс» и Dodiscale составляет 95%. Помимо них имеется опыт использования ингибиторов «Акватек», Descum и ПАФ, а в рамках дополнительных исследований применяются инкапсулированные ингибиторы Captron и Giptron.

Опыт применения ингибитора углекислотной коррозии «КорМастер-1055» на Пальяновском месторождении компании ООО «Газпромнефть-Хантос» показал его высокий защитный эффект (97%) и низкие остаточные скорости коррозии (0,01 мм/год).

Ингибиторы компании «НИИнефтепромхим» СНПХ различных марок активно применяются на предприятиях ОАО «Татнефть», ПАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО АНК «Башнефть», ОАО НК «РуссНефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Самара-Нафта». В зависимости от назначения реагенты проявляют защитное действие в агрессивных средах, содержащих сероводород, углекислоту, кислород.

Компания ОАО «РН Холдинг» также стремится расширить использование ингибиторов коррозии с целью защиты подземного оборудования, в связи с этим проводится отбор наиболее эффективных реагентов. По результатам исследований наибольший защитный эффект, превышающий 90%, показали

Сонкор-9022Б, Scimol-2311, Cortron R-5603, КорМастер 1075, Dodicor 5905, Азол 5030, Азол 5030 марка В, Аквакор 5115Т, Unicor WS-102, Л-1100 марка А.

Перспективным направлением химизации в настоящее время является внедрение комплексных реагентов, действие которых направлено на защиту скважин сразу от нескольких осложняющих факторов. Например, компанией ОАО «РН Холдинг» был подобран ингибитор Акватек 515Н, обладающий защитным эффектом одновременно от углекислотной коррозии и отложения карбоната кальция. Помимо него известны такие комплексные реагенты данной направленности как Солмастер 7010 (рецептура № 4), Солмастер 7010 (рецептура № 2), Sedics 2107, Scortron egr 3001W. Применение Акватака 515Н позволило компании увеличить МРП скважины, снизить затраты на подземный ремонт 30 скважин и ремонт УЭЦН и НКТ, ликвидацию аварий, упростить технологию дозирования. Кроме того, суммарная стоимость необходимого годового объема ингибиторов солеотложений и коррозии выше стоимости комплексного реагента. Таким образом, применение Акватака марки 515Н позволило сохранить 14% общих затрат годовой защиты.

К комплексным ингибиторам повышенный интерес проявляют и все мировые нефтесервисные предприятия. Например, компания Шлюмберже уделяет особое внимание проблемам коррозии и солеотложения на месторождениях Северного моря: инвестирует значительные средства в разработку новых технологий, создание комплексных ингибиторов.

Активно используются комплексные композиции на основе аминотриметиленфосфоновой кислоты (НТФ), фосфобутантрикарбоновой кислоты (ФБТК), гидроксиэтилидендифосфоновой кислоты, ингибиторы Defender различных серий и другие.

Стоит отметить, что универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Для обеспечения надежной защиты и максимально положительного результата реагенты и технологию их подачи необходимо подбирать для каждого условия индивидуально.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ

Из вышеперечисленных технологий, можно сделать вывод, что наиболее эффективный метод борьбы с солеотложениями – это применение технологий ингибирования солеотложений. Подбор метода ингибирования осуществляется с учетом дебита скважины и обводненности. В приложении Д таблица 18 показана матрица применения технологий ингибирования солеотложений.

Для каждой из рассмотренных химических технологий, есть карта применимости, критерии и условия для их применения. Для технологии периодического дозирования обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом.

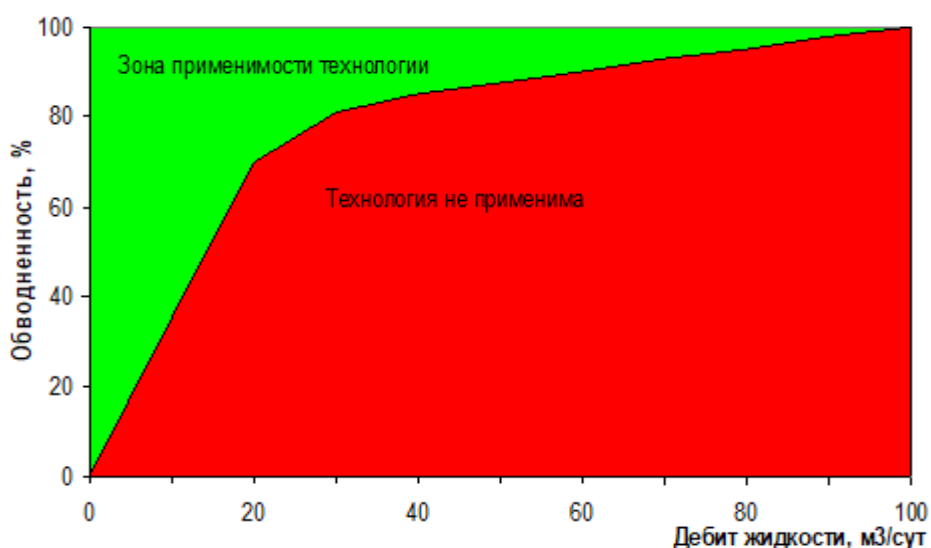


Рисунок 42 – Карта применимости технологии периодического дозирования

Из преимуществ данной технологии можно отметить, что защитой обеспечены три зоны солеотложения из четырех – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание.

К недостатку отнести повышенный по сравнению с методом постоянного дозирования расход реагента. Ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах. Нестабильный расход реагента.

Критерии и условия применения технологии постоянного дозирования (УДЭ, БРХ), ограничено производительностью дозирующих установок (обычно до $Q_{ж}$ не более 300 м³/сут). Кроме того, при высоких дебитах время нахождения ингибитора в зоне приема насоса мало, в следствие происходит его быстрый вынос, что резко снижает эффективность технологии.

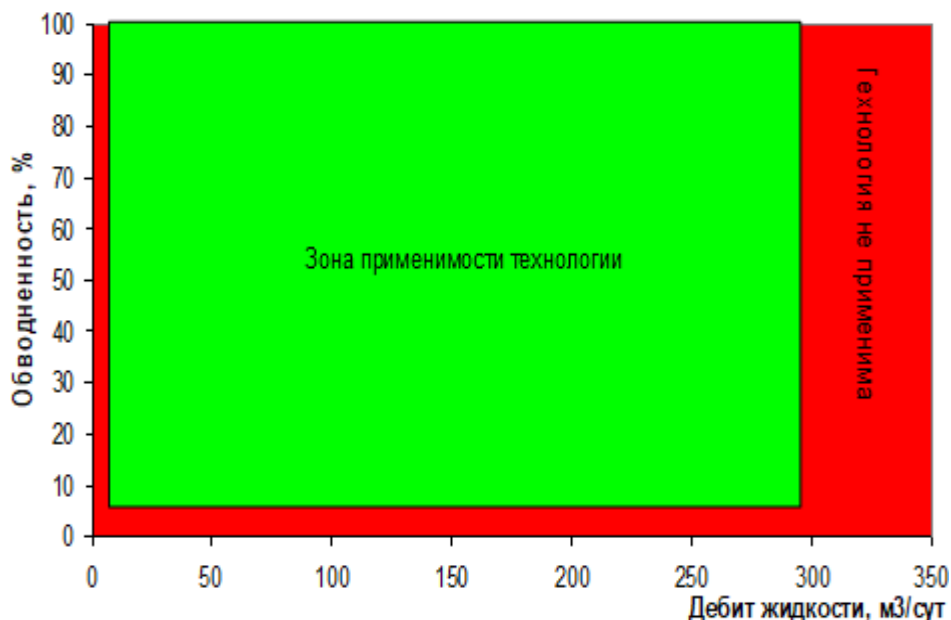


Рисунок 43 – Карта применимости технологий постоянного дозирования

Достоинства: обеспечивается гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины; относительная дешевизна метода.

Недостатки: необходимы затраты на дополнительное оборудование (поверхностный дозатор), его монтаж и обслуживание; риски коррозии НКТ или ЭК; постоянно занята полевая затрубная задвижка, через которую осуществляется подача ингибитора; не защищается интервал ниже приема насоса.

Рекомендации по совершенствованию технологий УДЭ:

- Поиск дешевых и эффективных ингибирующих композиций;
- Снижение коррозионной агрессивности ингибирующих композиций (ингибиторы комплексного действия).

Для ПСК с ингибирующей композицией должны выполняться следующие критерии и условия: техническое ограничение (связано с максимальной нагрузкой на колонну, обычно это 250 – 300 кг); технологическое ограничение

(при высоких дебитах происходит быстрое размывание композиции, что резко снижает эффективность). Технология обычно применяется в интервале обводненности от 20 до 80%.

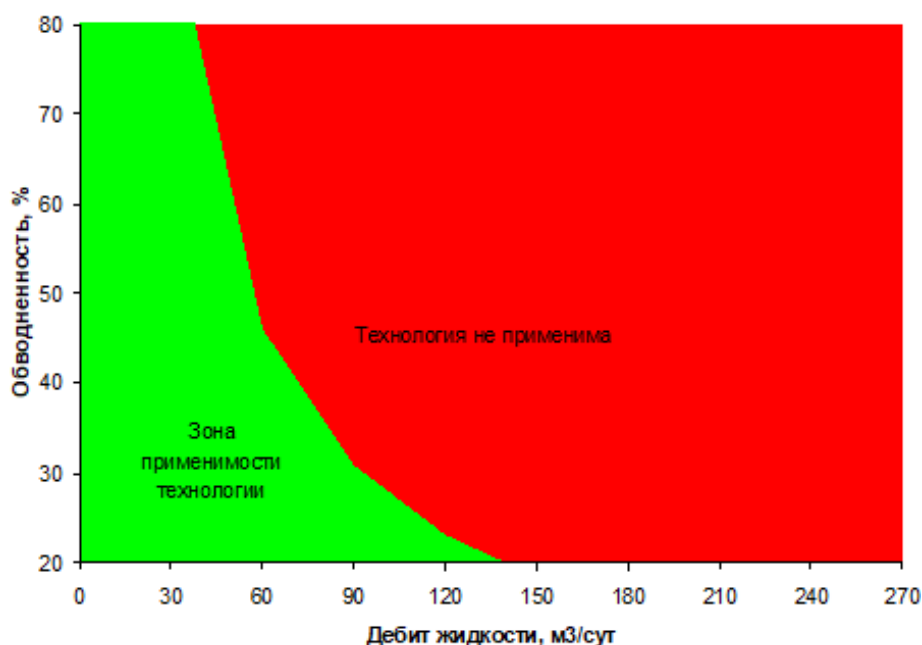


Рисунок 44 – Карта применимости технологии погружных скважинных контейнеров

Достоинства: обеспечивается защита всей компоновки УЭЦН; отсутствуют затраты на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание.

Недостатки: необходимы затраты на дополнительное оборудование (контейнер), монтаж; смена контейнера возможна только при подъеме установки; риски прихвата контейнера при спускоподъемных операциях (СПО) УЭЦН.

Рекомендации по совершенствованию технологий для ПСК:

- Совершенствование состава ингибиторной композиции для малообводненных (5-10%) и высокотемпературных скважин (выше 105 °С);
- Усовершенствование конструкции ПСК для обеспечения равномерности выноса ингибитора.

Задавка ингибитора солеотложения в пласт. Критерии и условия применения: ввиду того, что при проведении операций по задавке в пласт осуществляется введение значительных объемов растворов, существует риск повреждения пласта, особенно, при задавке водных растворов. Несовместимость

ряда ингибиторов с жидкостями глушения на основе солей кальция. Необходимо обязательное проведение блока исследований (совместимость, адсорбционно–десорбционные свойства и т.д.).

Достоинства: обеспечение защиты скважины начиная от ПЗП; применяется в широком интервале дебитов по жидкости и степени обводненности продукции.

Недостатки: увеличение сроков проведения ремонта в скважине; риск изменения фазовых проницаемостей по воде и нефти при закачке водных растворов (особенно на водочувствительных коллекторах); необходим контроль за совместимостью ингибиторов солеотложения с применяемыми при ремонте технологическими жидкостями.

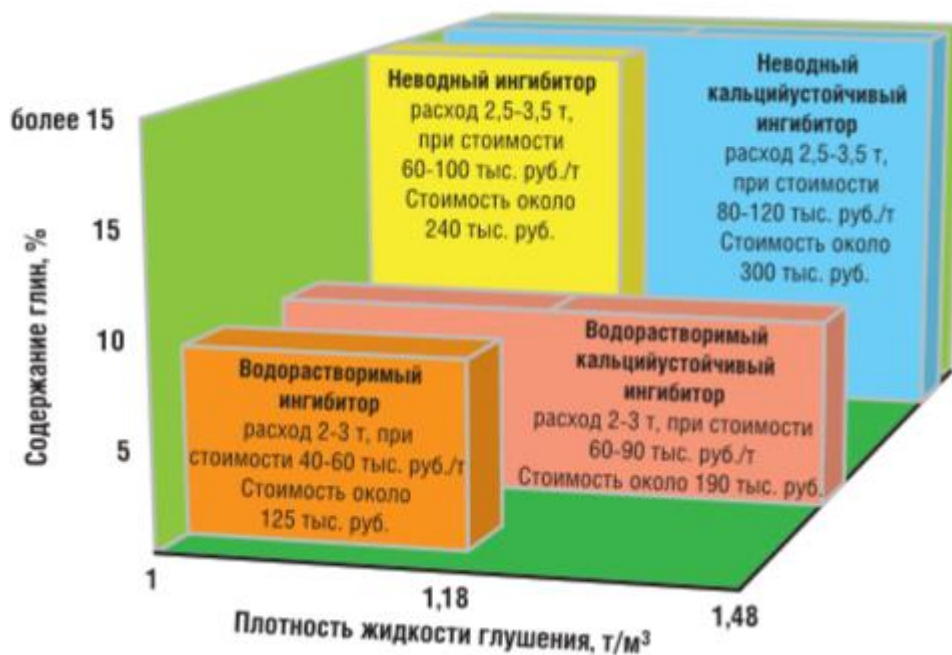


Рисунок 45 – Карта применимости технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт

Недостатком технологии является то, что данная технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный насос организует значительный перепад давления в ПЗП и высокоскоростные потоки жидкости, из-за чего ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы. К достоинствам можно отнести то, что защита распространяется на призабойную

зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации.

Задавка ингибитора в пласт по технологии Squeeze. Преимущества этого метода – возможность закачки на пластах с различными фильтрационными свойствами, происходит защита призабойной зоны пласта, задается глубина проникновения.

Рекомендации по совершенствованию технологий для задавки в пласт:

- Подбор ингибиторов с оптимальными адсорбционно-десорбционными свойствами;
- Создание совершенных кальцийустойчивых ингибиторов;
- Создание и испытания неводных ингибирующих систем для задавок.

Принцип подбора и разработки оптимального ингибитора солеотложений для карбонатных коллекторов является таким же, как и для терригенных коллекторов и зависит от геологических условий месторождения, минералогического состава пород, физико-химических характеристик пластового флюида, термобарических залегающих пород коллекторов, от совместимости химического состава ингибитора с другими контактирующими жидкостями (растворы глушения, пластовый флюид и т.д.). В приложении Б были рассмотрены действующие вещества ингибиторов солеотложения. На основе изученной литературы и статей была представлена рекомендательная таблица для применения ИСТ, на месторождениях Западной Сибири, приложение Е таблица 19.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Червинскому Владиславу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение текущих затрат на проведение мероприятия.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономических показателей эффективности внедрения новой техники или технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Калькуляция себестоимости</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Червинский Владислав Юрьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Сущность и организация проведения мероприятия

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

Экономический эффект обусловлен увеличением дополнительной добычей нефти вследствие снижения интенсивности солеобразования.

Результатом внедрения технологии по обработке скважин ингибитором СНПХ-5312Т, является предполагаемая дополнительная добыча нефти.

Определим предполагаемую дополнительную добычу от внедрения мероприятия:

Дополнительная добыча от увеличения дебита:

$$\Delta A = (A_2 - A_1) \cdot 365 \cdot k_3, \quad (20)$$

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

k_3 – коэффициент эксплуатации скважин

$$\Delta A = (27,2 - 20) \cdot 365 \cdot 0,97 = 2549,16 \text{ т/сут.} \quad (21)$$

4.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику, необходимых для проведения мероприятия, а также времени затраченного на внедрение мероприятия.

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

Нормативное время выполнения работ, связанных с проведением мероприятия представлено в таблице 20, выбраны согласно единым нормам и расценкам ЕНиР.

Таблица 20 – Нормативное время выполнения работ

Вид работ	Время, час
Расстановка оборудования	1
Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2

Опрессовка, час	1,3
Закачка технических жидкостей	3,5
Заключительные работы	1
Всего	8

Рассчитаем затраты на осуществление мероприятия:

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

$$Z_{\text{осн}} = \sum C \cdot T_p \cdot n, \quad (22)$$

где C – тарифная ставка, руб.;

T_p – время работы, час;

T – количество рабочих;

$$Z_{\text{осн}} = 42,7 \cdot 8 \cdot 1 + 36,18 \cdot 8 \cdot 1 = 631,04 \quad (23)$$

Премия составляет 30% от основной зарплаты:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{осн}} \cdot 0,3 = 631,04 \cdot 0,3 = 189,312 \quad (24)$$

Районный коэффициент составляет 50% от основной зарплаты и премии:

$$Z_{\text{т}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}}) \cdot 0,5 = (631,04 + 189,312) \cdot 0,5 = 410,176 \text{ руб.} \quad (25)$$

Зарплата бригады составит:

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{т}} = 631,04 + 189,312 + 410,176 = 1230,53 \text{ руб.} \quad (26)$$

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

$$Z_{\text{соц}} = Z_{\text{бр}} \cdot 0,3 = 1230,53 \cdot 0,3 = 369,16 \text{ руб.} \quad (27)$$

Таблица 21 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м ³	47,2
Пресная вода	10 м ³	14
СНПХ-5312Т	0,537 т	35530

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

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{в.пл}} \cdot C_{\text{в.пл}} + V_{\text{в.пр}} \cdot C_{\text{в.пр}} + V_{\text{СНПХ}} \cdot C_{\text{СНПХ}}, \quad (28)$$

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

Π_i – стоимость единицы материала, пластовой воды, СНПХ-5312Т соответственно.

$$Z_{\text{мат}} = 30 \cdot 47,22 + 10 \cdot 14 + 0,537 \cdot 35530 = 20636,21 \text{ руб.} \quad (29)$$

Таблица 22 – Вид и время работы арендованного транспорта

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

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

$$Z_T = \sum_i^n t_i \cdot \Pi_i = t_{\text{ца}} \cdot \Pi_{\text{ца}} + t_{\text{пр10}} \cdot \Pi_{\text{пр10}} + t_{\text{пр4}} \cdot \Pi_{\text{пр4}} \quad (30)$$

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

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

$$Z_T = 8 \cdot 1400 + 16 \cdot 450 = 18400 \text{ руб.} \quad (31)$$

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

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{бр}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}} \quad (32)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1230,53 + 369,16 + 20636,1 + 18400 = 40635,79 \text{ руб.} \quad (33)$$

Цеховые расходы составляют 23,72% от прямых затрат:

$$Z_{\text{ц}} = 40635,79 \cdot 0,237 = 9630,69 \text{ руб.} \quad (34)$$

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

$$(Z_{\text{пр}} + Z_{\text{ц}}) \cdot 0,09 = (40635,79 + 9630,69) \cdot 0,09 = 4523,98 \text{ руб.} \quad (35)$$

Смета затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 23

Таблица 23 – Смета затрат на проведение мероприятия

Статья затрат	Сумма, руб.
1. Зарплата бригады:	2271,74
6 разряд – 1 человек, 5 разряд – человек, час.	631,04
Премия, %	189,312
Районный коэффициент, %	410,176
2. Отчисления на социальные нужды, %	369,16
3. Транспорт:	18400

Цементировочный агрегат ЦА-320, час.	11200
Автоцистерна ЦР-10, час.	7200
4. Материалы:	20636,21
Пластовая вода, м ³	1416,6
Пресная вода, м ³	140
СНПХ 5312Т, т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9630,69
6. Общехозяйственные расходы	4523,98
Итого затрат	40635,79

4.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

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

Изменение затрат на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_э = \Delta A \cdot C_{э.у}, \quad (36)$$

где ΔA – дополнительная добыча нефти;

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

$$\Delta Z_э = 2,549 \cdot 105,3 = 268,41 \text{ тыс.руб.} \quad (37)$$

Изменение затрат на поддержании пластового давления составит:

$$\Delta Z_{пнд} = \Delta A \cdot C_{пнд}, \quad (38)$$

где $C_{пнд}$ – удельные затраты на плату поддержания пластового давления, на добычу 1 т нефти;

$$\Delta Z_{пнд} = 2,549 \cdot 134,71 = 343,37 \text{ тыс.руб.} \quad (39)$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{сб} = \Delta A \cdot C_{сб}, \quad (40)$$

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

$$\Delta Z_{сб} = 2,549 \cdot 83,98 = 202,97 \text{ тыс.руб.} \quad (41)$$

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{т.п} = \Delta A \cdot C_{т.п}, \quad (42)$$

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

$$\Delta Z_{т.п} = 2,549 \cdot 58,55 = 141,51 \text{ тыс.руб.} \quad (43)$$

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

$$\Delta Z_{с.э} = Z_{мер} \cdot n \quad (44)$$

$$\Delta Z_{с.э} = 42,11 \cdot 3 = 126,3 \text{ тыс.руб.} \quad (45)$$

Итого изменение затрат:

$$\Delta Z = 254,51 + 343,37 + 202,94 + 141,51 + 126,3 + 21,61 = 1072,56 \text{ тыс.руб.} \quad (46)$$

Расчет себестоимости добычи нефти приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведения обработки

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

4.4 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект от внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\text{Эт} = \text{Рт} - \text{Зт}, \quad (47)$$

где Эт – экономический эффект от мероприятия за расчетный период, тыс.руб.;

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

Зт – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

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

$$\text{Р} = \Delta \text{А} \cdot \text{Ц} \quad (48)$$

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

$$\text{Р} = 2,549 \cdot 27619 = 6775,5 \text{ тыс.руб.} \quad (49)$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$\text{Зт} = \Delta \text{З} \quad (50)$$

$$\text{Зт} = 1072,56 \text{ тыс.руб.} \quad (51)$$

Экономический эффект по формуле составит:

$$\text{Э} = 6775,5 - 1072,56 = 5702,94 \text{ тыс.руб.} \quad (52)$$

Прибыль за счет внедрения мероприятия остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\Delta \text{П} = \text{Э} - \Delta \text{Н}, \quad (53)$$

где ΔП – прирост валовой прибыли;

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

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

$$\text{П}_y = \left(\frac{A_2}{P_2} : \frac{A_1}{P_1} \right) \cdot 100 - 100, \quad (54)$$

$$P_y = \left(\frac{1111,7}{6775,5} : \frac{1109,12}{6775,5} \right) \cdot 100 - 100 = 0,36\% \quad (55)$$

Снижение себестоимости продукции за счет проведения мероприятия:

$$C_c = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100, \quad (56)$$

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

$$C_c = \frac{910,46 - 909,9}{910,46} \cdot 100 = 0,06\% \quad (57)$$

Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ-5312Т приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Экономические показатели до и после внедрения технологии

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

Вывод

Таким образом, применение технологии обработки ингибитором СНПХ-5312Т десяти добывающих скважин, показала высокую технологическую

эффективность с дополнительной добычей нефти 1111,7 т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на нескольких скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2549,14 т и предполагаемую прибыль 4484,36 тыс.руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрения мероприятия составляет 1,12 рублей за тонну, увеличение производительности труда на 0,36 т/чел.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Червинскому Владиславу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	Анализ вредных производственных факторов: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе. - Превышение уровней шума. - Недостаточная освещённость рабочей зоны. - Повышенная запылённость рабочей зоны. Анализ опасных производственных факторов: - Механические опасности. - Статическое электричество. - Пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность:	Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Защита в чрезвычайных ситуациях: При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Червинский Владислав Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [14] (таблица 26).

Таблица 26 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа оборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Механические опасности; 2. Статическое электричество; 3. Пожаровзрывоопасность	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [15]; Защита от шума: СП 51.13330.2011 [16]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [17]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [18]; Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83 [19]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [20].

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ,
- отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать
- СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °C.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и

отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 27).

Таблица 27 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [15]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [16].

Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [17] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются

фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [18]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности

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

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.

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

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [19].

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

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.
- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [20].

Пожаровзрывобезопасность

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое

торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

5.3 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

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

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

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

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;
- механические повреждения;
- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- защита оборудования от коррозии;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается

продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

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

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

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

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 - 0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.
2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);

- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

На месторождениях в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице.

Таблица 28 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	<ul style="list-style-type: none"> - Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	<ul style="list-style-type: none"> - Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	<ul style="list-style-type: none"> - Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения;

		- загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и

работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [21].

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтяные месторождения Западной Сибири являются одними из наиболее крупных разрабатываемых месторождений углеводородов в России. Большинство из них относятся к местности, приравненной к району Крайнего Севера.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней;
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

Выводы

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном

производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе изучены теоретические основы существующих методов борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на территории Западной Сибири.

Сегодня практически все месторождения в Российской Федерации, эксплуатируемые механизированным способом добычи, а именно УЭЦН, характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования.

Рассмотрены типы, состав и структура наиболее распространенных солевых отложений и механизм их формирования. Были рассмотрены основные причины выпадения неорганических солей в осадок, которыми являются: смешение вод разного химического состава, изменение термобарических условий, выделения газов по пути движения добываемого флюида, изменение рН среды испарение воды на ПЭД и др., и, как следствие, превышение фактической концентрации вещества над его равновесной концентрацией в растворе.

Приоритетным направлением борьбы с отложением солей при нефтедобыче в настоящее время является его предотвращение на основе ингибиторной защиты скважин и оборудования. Выбор технологии ингибирования зависит от обводненности, дебита скважины и экономической эффективности каждой технологии.

Рассмотрены способы предотвращения отложений неорганических солей.

Представлены наиболее распространённые технологии ингибиторной защиты от ОМС, в Западной Сибири такие как: задавливания ингибитора в пласт, непрерывное и периодического дозирования в затрубное пространство, применения ПСК. Представлены способы расчета необходимого количества химического реагента.

Проблема солевых отложений при добыче нефти остается актуальной и требует дальнейшего изучения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воронин В.М. Канцерогенные вещества в окружающей среде / В.М. Воронин / Гигиена и санитария, 1993, №9. - С.51-56.
2. И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. / Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях / Учебное пособие. /—М.: Инфа-Инженерия, 2019. – 356 с.
3. Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.В. / Предупреждение солеобразования при добыче нефти / – М: Недра, 1958-213с
4. Перейма А.А. Предотвращение солеотложения в нефтегазовых скважинах применением фосфорорганических ингибиторов / А.А. Перейма // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 84-87.
5. Cheremisov K. First application of scale inhibitor during hydraulic fracturing treatments in Western Siberia / K. Cheremisov, D. Oussoltsev, K.K. Butula, et al. // Presented at the SPE International Oilfield Scale Conference. – 28-29 May 2008. – Aberdeen, UK. – pp. 550-563. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/114255-MS>
6. Moghadasi J. Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, A. Sharif // Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – 18-20 February 2004. – Lafayette, Louisiana, USA. – pp. 581-591. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/86524-MS>
7. Ивановский В.Н. / Анализ существующих методик прогнозирования солеотложения на рабочих органах уэцн/ Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск. С.8-11.
8. Камалетдинов Р.С. / Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании/ Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск. С.12-15.

9. Станции управления ИНМ–3–ЧР. Руководство по эксплуатации. САЛН.420146 РЭ–ЛУ. ОАО «Ижнефтемаш», г. Ижевск, 2017г.
10. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / В.В. Рагулин, А.И. Волошин, В.Н. Гусаков, Е.Ю., А.В. Фахреева, В.А. Докичев / Нефт. хоз-во. – 2018. – № 11. – С. 60–72.
11. Топольников А.С. / Прогнозирование солеотложения в скважине при автоматизированном подборе насосного оборудования / Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск. С.16-21.
12. Организация работ по борьбе с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании / Метод. указания компании / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – М., 2011. – С. 22-50.
13. Каталог продукции Инкомп – нефть [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://incomp.nt-rt.ru/images/manuals/CatalogInkompNeft.pdf>
14. Каталог продукции АО «Новомет- Пермь» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.novometgroup.com/assets/files/conferences/2019-4.pdf>
15. Технологическая инструкция ЗАО «Ванкорнефть» / Проведение процессов по удалению и предотвращению солеотложений на объектах добычи ЗАО «Ванкорнефть». – 2013. – С. 22-25.
16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
17. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.012–90 Требования безопасности к уровню вибрации.
20. Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011

21. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
22. ГОСТ 12.4.124–83 Средства защиты от статического электричества.
23. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление.

Приложение А

Таблица 5 – Режимы эксплуатации скважин

№ скв	Куст	Дата отказа	МРП	Тип насоса	Hz	Р на приеме	Темп двигателя	Фактический режим			Газовый фактор	Режим I-lim	Примечание
								Р заб	Q жид-	Обводненность			
			сут		Гц	атм	°С	атм	м3/сут	%	м3/т		
705	101	10.11.2011	293	538P31 (113ст)	40	115	67	138	360	1	296-356	нет	Рзаб<Рнас, высГФ
724	7	08.02.2012	243	400P10 (240ст)	47,2	105	76	113	31	30-45	40	да	работа за левой границей рабочей зоны, выс Тдв, Рзаб<Рнас
724	7	25.04.2012	51	400P6 (196ст)	49-57	75	77	83	71	45	53	да	Рзаб<Рнас, выс Тдв
724	7	01.03.2013	100	400P6 (196ст)	46-55	68	60	75	58	30	40	да	Рзаб<Рнас, выс Тдв
752	9А	14.04.2012	197	538P11 (175ст)	48	60	80	94	70	14	101	да	работа за левой границей рабочей зоны, выс Тдв и ГФ, Рзаб<Рнас
834	14	08.04.2012	304	400P6 (194ст)	55	68	70-88	94	35	1	71	нет	работа в левой границе со срывами подачи, выс Тдв, Рзаб<Рнас

Продолжение таблицы 5

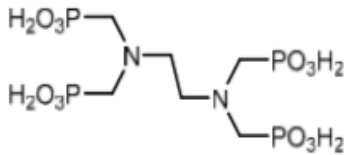
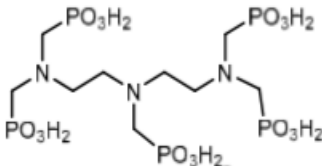
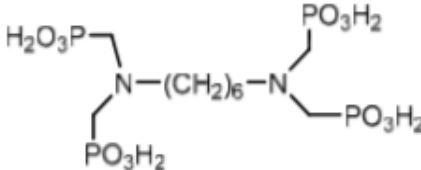
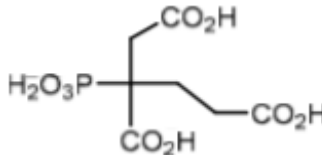
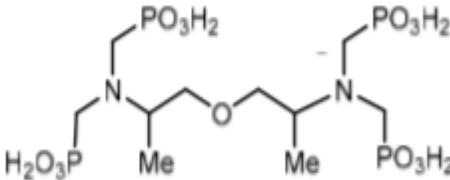
704	9	09.01.2013	136	400P6 (196ст)	54	101	75	105	36	3	126	нет	работа за левой границей рабочей зоны, выс Тдв, Рзаб<Рнас
703	102	23.03.2013	324	538P17 (125ст)	48	63	81	93	112	27	132	нет	Рзаб<Рнас, выс Тдв
852	102	16.04.2013	246	538P23 (115ст)	53	87	67	87	124	16	263	нет	работа за левой границей со срывами подачи, Рзаб<Рнас, высГФ

Приложение Б

Таблица 9 – Действующие вещества ингибиторов солеотложения

Класс ингибитора	Наименование	Формула	Возможности применения ингибиторов и их ограничения
Неорганические полифосфаты	Гексаметафосфат натрия (ГМФН)	$\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$	В горячих водных растворах гидролизует, образует соли ортофосфорной кислоты
	Триполифосфат натрия (ТПН)	$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	Низкая термостабильность; при 50 °С переходит в ортофосфат и выпадает в осадок в присутствии ионов Ca^{2+}
Органические полифосфонаты	1-Гидроксиэтан-1,1-дифосфонат (ОЭДФ)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{HO}-\text{C}-\text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$	Отлично ингибирует образование CaCO_3 , удовлетворительно сульфатные отложения в дозировке до 5 мг/л. В присутствии больших концентраций ионов Ca^{2+} (>2000 мг/л) возможно образование солей
	Нитрилотриметилфосфонат (НТФ) Аминотри (метиленфосфонат)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\ \\ \text{H}_2\text{PO}_3-\text{N}-\text{CH}_2-\text{PO}_3\text{H}_2 \end{array}$	Отлично ингибирует образование CaCO_3 , хорошо – сульфатные отложения

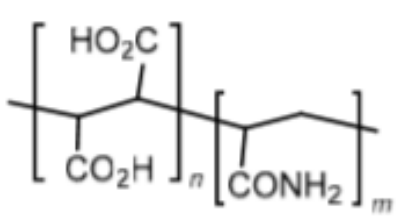
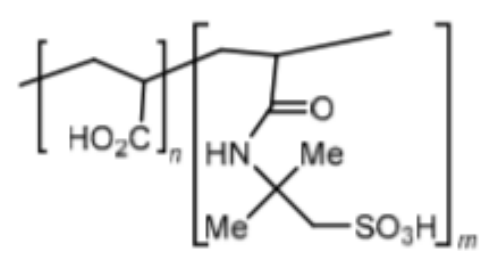
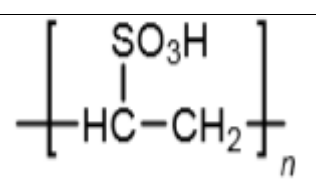
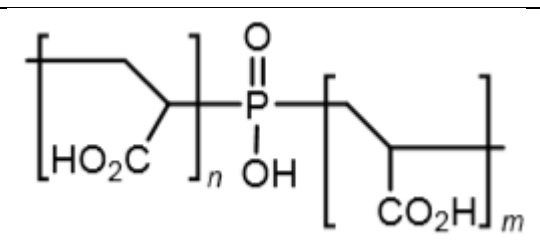
Продолжение таблицы 9

Органические полифосфонаты	Этилендиаминтетра (метиленфосфонат) (ЭДТМФ)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO3 и сульфатов
	Диэтилентриаминопента (метиленфосфонат) (ДЭТАПФ)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO3 и сульфатов
	Гексаметилендиаминотетра (метиленфосфонат) (ГМДАТФ)		Хорошо ингибирует образование CaCO3 и отлично – сульфатов
	2-Фосфобутан- 1,2,4трикарбоновая кислота (ФБТК)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO3 и сульфатов
	4-Окса-2,6- гептидентетра(метиленфосфонат)		Отлично ингибирует образование CaCO3 и сульфатов

Продолжение таблицы 9

Органические полифосфонаты	Дифосфатный эфир с полиэтиленгликолем	$\left[\begin{array}{c} \text{H}_2\text{O}_3\text{P}-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O} \\ \text{H}_2\text{O}_3\text{P}-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O} \end{array} \right]_n$	Хорошо ингибирует образование CaCO_3
Полимерные ингибиторы на основе поликарбоксилатов	Полиакриловая кислота (ПАК)	$\left[\begin{array}{c} \text{CO}_2\text{H} \\ \\ \text{HC}-\text{CH}_2 \end{array} \right]_n$	Чувствительны к высокой концентрации ионов Ca^{2+} (2000...5000 мг/л) в растворе. Необходимо применение высоких концентраций вещества (50...100 мг/л)
	Полиметакриловая кислота (ПМАК)	$\left[\begin{array}{c} \text{CO}_2\text{H} \\ \\ \text{C}-\text{CH}_2 \\ \\ \text{Me} \end{array} \right]_n$	
	Гидролизованный полималеиновый ангидрид	$\left[\begin{array}{c} \text{HO}_2\text{C} \\ \\ \text{CH}_2-\text{CH} \\ \\ \text{CO}_2\text{H} \end{array} \right]_n \left[\begin{array}{c} \text{O} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{C} \quad \text{C} \\ \diagdown \quad \diagup \\ \text{O} \quad \text{O} \end{array} \right]_m$	
	Сополимер акриловой и малеиновой кислот (САМК)	$\left[\begin{array}{c} \text{HO}_2\text{C} \\ \\ \text{CH}_2-\text{CH} \\ \\ \text{CO}_2\text{H} \end{array} \right]_n \left[\begin{array}{c} \text{CH}_2-\text{CH} \\ \\ \text{CO}_2\text{H} \end{array} \right]_m$	

Продолжение таблицы 9

Полимерные ингибиторы на основе поликарбоксилатов	Сополимер малеиновой кислоты с акриламидом (СМКА)		Чувствительны к высокой концентрации ионов Ca ²⁺ (2000...5000 мг/л) в растворе. Необходимо применение высоких концентраций вещества (50...100 мг/л)
	Сополимер акриловой кислоты с акриламидом-2метилпропансульфоновой кислоты (ААПС)		
Полимерные сульфонаты, фосфинополикарбоксилаты	Поливинилсульфонат (ПВС)		Чувствителен к pH среды;отлично ингибирует сульфаты Ba, Sr, С
	Фосфинополиакрилат (ФПА)		Отлично ингибирует сульфаты бария, стронция, кальция; термостабилен

Приложение В

Таблица 13 – Эффективность ингибитора солеотложения

Наименование ингибитора	Дозировка, мг/л	Эффективность ингибиторов солеотложения (%) на модели пластовой воды (мг/л) месторождений нефти				Стоимость ингибитора, тыс.руб./т
		Приобское	Фаинское	Южно - Сургутское	Мамонтвоское	
		$\text{Ca}^{2+}=79$	$\text{Ca}^{2+} = 235$	$\text{Ca}^{2+}= 315$	$\text{Ca}^{2+}= 205$	
		$\text{Mg}^{2+} = 26$	$\text{Mg}^{2+} = 117$	$\text{Mg}^{2+}= 22$	$\text{Mg}^{2+}= 40$	
		$\text{HCO}_3^- = 1964$	$\text{HCO}_3^- = 1020$	$\text{HCO}_3^- = 619$	$\text{HCO}_3^- = 645$	
		$\text{Na}^+ = 2669$	$\text{Na}^+ = 9708$	$\text{Na}^+ = 5894$	$\text{Na}^+ = 4909$	
		$\text{Cl}^- = 3188$	$\text{Cl}^- = 15\ 127$	$\text{Cl}^- = 9346$	$\text{Cl}^- = 7671$	
Акватек 511 М	10	25	78	75	78	36
	20	50	84	82	85	
	50	70	94	90	96	
	100	62	84	78	85	
Азол 3010	10	14	78	71	92	38
	20	30	95	85	100	
	50	59	89	78	83	
	100	67	83	71	75	

Приложение Г

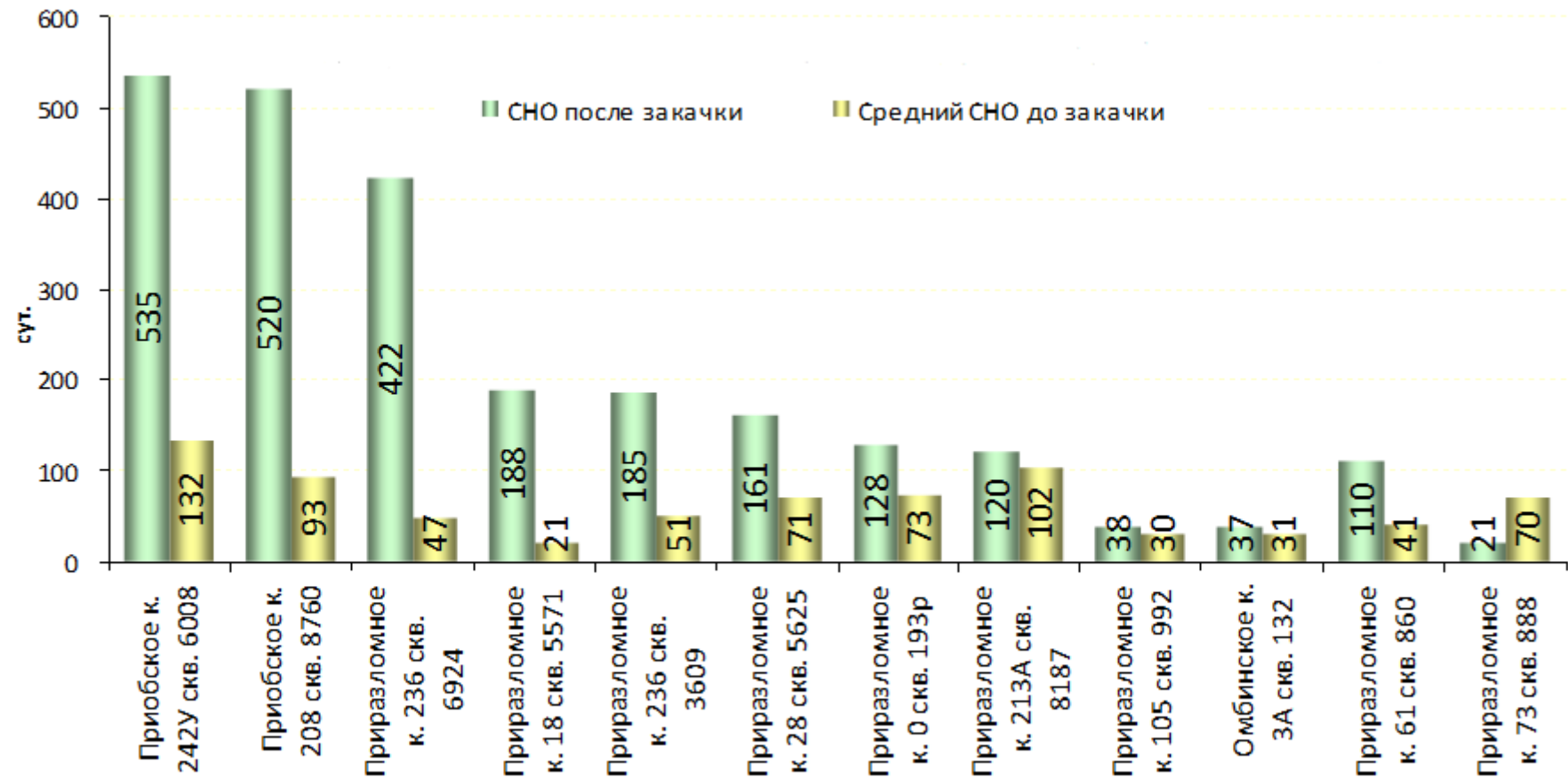


Рисунок 40 – Продолжительность защиты скважины, обработанных Ипроден

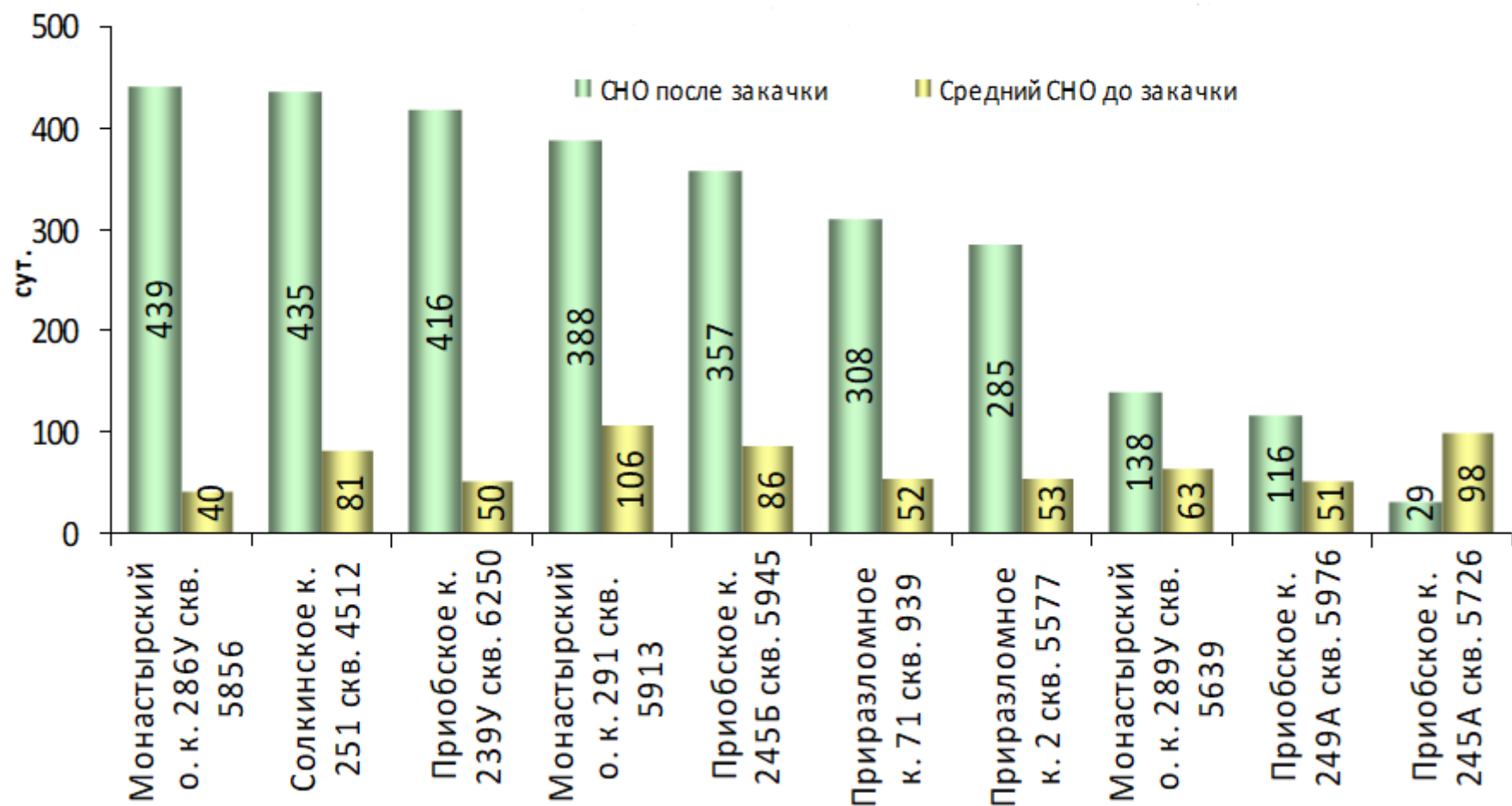


Рисунок 41 - Продолжительность защиты скважины, обработанных Petrolite

Приложение Д

Таблица 18 – Матрица применения технологий ингибирования солеотложения

Параметры	Технология			
	Периодические обработки	Постоянное дозирование через УДЭ	Применение погружных скважинных контейнеров	Задавка ингибитора в пласт
Дебит жидкости, м ³ /сут	Не более 80	1 - 300	Не более 150	Не имеет значения
Обводненность, %	В рамках границ неполного выноса жидкости	Не имеет значения	20 - 80	Не имеет значения
Зона защиты	Прием насоса и выше	Прием насоса и выше	ПЭД и выше	ПЗП скважины и выше
Сервисное обслуживание	Закачка не менее 1 раз в месяц	Постоянное	Нет	Нет
Увеличение СНО, раз	1.2	1.9	1.4	3-9 (в зависимости от марки ингибитора)
Защита в период вывода на режим из глушения	Нет	Недостаточно эффективная	Недостаточно эффективная	Есть
Риски	Повышенный и нестабильный расход реагента, низкая успешность	Затраты на дополнительное оборудование, коррозия НКТ, кабеля, обсадной колонны	Ограниченный срок службы контейнера, замена только при ПРС, риски прихвата контейнера	Обработка только при проведении ремонтных работ, увеличение продолжительности ремонта, риск повреждения ФЭС пласта

Приложение Е

Таблица 19 – Рекомендательная таблица наиболее применяемых ингибиторов на месторождениях Западной Сибири

Марка ингибитора	Предназначение
СНПХ-5317	Предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата, карбоната бария в водах высокой минерализации, а также карбоната и сульфата кальция.
Азол 3010	Предназначен для применения в качестве ингибитора отложений труднорастворимых солей кальция, магния, бария в нефтепромысловом оборудовании при добыче нефти.
СОНСОЛ 2001 марки Б	Предназначен для защиты от отложений карбоната кальция, сульфата кальция, и сульфата бария.
СНПХ-5312	Для предотвращения отложений сульфата и карбоната кальция в условиях высокой минерализации промысловых вод.