УДК 622.276.76

На правах рукописи

**Нгуен Куок Зунг**

**Исследование проявления и предупреждения техногенных эффектов в добывающих скважинах с отложениями солей**

**(на примере месторождения «Белый Тигр»)**

Специальность 25.00.17 − Разработка и эксплуатация нефтяных   
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа − 2014

Работа выполнена в Государственном унитарном предприятии

«Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР).

|  |  |
| --- | --- |
| Научный руководитель  Официальные оппоненты:  Ведущая организация | **− Антонов Максим Сергеевич,**  кандидат технических наук,  ООО НПО «Нефтегазтехнология», заместитель директора по новым технологиям разработки нефтяных месторождений  **– Вафин Риф Вакилович,**  доктор технических наук,  ЗАО «Алойл», генеральный директор  – **Султанов Шамиль Ханифович,**  доктор технических наук,  Уфимский государственный нефтяной технический университет,  доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»  – ООО Научно-производственная фирма «Востокнефтегазтехнология» |

Защита состоится 3 июля 2014 г. в 1200 часов на заседании диссертационного совета Д 222.002.01при Государственном унитарном предприятии «Институт проблем транспорта энергоресурсов» по адресу: 450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте   
Государственного унитарного предприятия «Институт проблем транспорта энергоресурсов» www.ipter.ru.

Автореферат разослан 3 июня 2014 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

доктор технических наук, профессор Худякова Лариса Петровна

**ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

**Актуальность проблемы**

В условиях перехода большинства нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро», например «Белый Тигр», на позднюю стадию разработки отрицательные проявления техногенных эффектов на работу скважинного оборудования и технологические режимы отбора увеличились, прежде всего, за счет отложения солей в подъемных трубах. Это стало причиной необходимости исследования механизма отложения солей и разработки технологии предупреждения их образования. Основная причина образования связана с закачкой для поддержания пластового давления морской воды и ее смешением с пластовой водой олигоцена, протекающих в различных термодинамических условиях, что предопределило образование твердых включений солей и их отложение в трубах. Рассматриваемая работа направлена на изучение этой проблемы, поэтому её актуальность и разработка технологий по предупреждению отложения солей является достаточно обоснованной и востребованной в промысловых условиях.

**Цель работы** – путем исследования механизма образования и разрушения солевых отложений в подъемных трубах скважин и на забое разработать технологии предупреждения и подавления солеобразования.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи**:

1. Оценка состояния изученности проблемы и применяемых технологий борьбы с солеотложением на месторождении «Белый Тигр»;
2. Изучение структуры и составов осадков солей в системе «заводнение ‒ отбор продукции из пласта»;
3. Исследование и выявление основных видов осложнений и их влияния на работу оборудования скважин и технологические режимы отбора продукции;
4. Лабораторные исследования по разрушению твердых осадков солей композициями химреагентов;
5. Разработка технологий предупреждения и разрушения отложений солей в скважинном оборудовании;
6. Испытание и внедрение разработанных технологий по разрушению солевых отложений в промысловых условиях.

**Методы решения поставленных задач**

Решение поставленных задач базируется на применении аналитических методов и анализе данных лабораторных исследований по определению эффективности разрушения солевых отложений, на численных методах решения уравнений Навье-Стокса и математическом моделировании движения многофазных смесей в вертикальных трубах с использованием современных гидродинамических симуляторов.

**Научная новизна результатов работы:**

1. В условиях проявления техногенных эффектов на режимы добывающих скважин установлена и сформирована концепция по механизму образования солеотложений от совместного взаимодействия ионов солей морской и пластовой вод олигоцена и представлены технологические решения по удалению их из подъемных труб путем воздействия на добываемую жидкость композицией химреагентов;
2. Разработана методика и создана установка для изучения кинетики растворения солей с добавкой химреагентов различных марок в многовариантных значениях соотношения массы солей и расхода химреагентов во времени и оптимизирован процесс растворения солей реагентами DМС-2Са и Descale 1 в соотношениях V/S = 2,5…6,5 в интервалах времени 1,5…2,0 ч и 5,5…6,0 ч соответственно;
3. По результатам изучения механизма отложения солей в подъемных трубах и их размеров численно исследованы на модели труб изменения потерь напора на сужениях сечений от отложения солей и определены прогнозные пределы снижения, которые составили 310…350 Па/м;
4. По результатам опытных работ на скважинах и лабораторных исследований установлены периодичность обработки и расходы химреагентов Descale 1 и DМС-2Са для скважин месторождения «Белый Тигр».

**На защиту выносятся:**

1. Методика исследования и результаты определения предельных значений соотношения массы солей и расхода композиции химреагентов во времени в подъемных трубах;
2. Методика определения значений дополнительного сопротивления и потерь напора от отложения солей на модели труб;
3. Технология удаления солеотложений из подъемных труб композицией химреагента на базе Descale 1 и DМС-2Са.

**Практическая ценность и реализация результатов работы**

Результаты разработанных рекомендаций по предупреждению отложения солей и их удалению в виде комплексной технологии реализованы на скважине № 910/МСП 9 (на месторождении «Белый Тигр») путем закачки композиции химреагентов Descale 1 и DМС-2Са с добавкой ПАВ-NP10, в результате достигнут прирост дебита скважины в объеме 65 т/сут с одновременной очисткой забоя скважины от загрязнения.

**Апробация результатов работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах ГУП «ИПТЭР» (г. Уфа), на Международных научно-практических конференциях «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепроводов и газа» в рамках Международных специализированных выставок «Газ. Нефть. Технологии» (г. Уфа, 2012 г., 2014 г.), на XII Всероссийской научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» в рамках ХII Российского энергетического форума (г. Уфа, 2012 г.).

**Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы   
в 9 научных трудах, в том числе в 2 ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования   
и науки РФ.

**Личный вклад автора**

В рассматриваемых исследованиях, выполненных в соавторстве с коллегами, автору принадлежат постановка задач, их решение, обобщение полученных результатов, организация промысловых экспериментов на скважинах и их анализ.

**Структура и объем работы**

Диссертация состоит из введения, 5 глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 81 наименование. Работа изложена на 107 страницах машинописного текста, содержит 19 таблиц, 54 рисунка.

Автор выражает глубокую благодарность специалистам СП «Вьетсовпетро», сотрудникам института «НИПИморнефтегаз», а также сотрудникам ООО НПО «Нефтегазтехнология» (г. Уфа) за внимание и полезные советы, высказанные в процессе работы над диссертацией.

**Краткое содержание работы**

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

**В первой главе** делается обзор и обобщение опыта работ по удалению солеотложений в процессе разработки нефтяных месторождений по объектам СП «Вьетсовпетро».

По результатам лабораторных исследований многих авторов, в том числе и проводимых на месторождениях СП «Вьетсовпетро», сделан вывод о том, что солеотложения, возникающиепри добыче и первичной обработке нефтина нефтяных месторождениях, различаются как по минеральному составу, так и по структуре. Их минеральный состав зависит от химического состава попутных вод, термобарических условий, от условий эксплуатации и от некоторых других техногенных факторов (рисунок 1).

В поперечном сечении солеотложения в трубе обычно имеют форму цилиндра с направлением развития кристаллов от боковой поверхности к центру. Солеотложение этого типа часто наблюдается в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и в устьевом оборудовании скважин.

Солеотложения с рыхлой структурой образуются при низкой температуре в нефтяных резервуарах. В некоторых случаях солеотложения этого типа имеют включения в виде неравномерных пустот внутри кристаллов. Также встречаются кристаллы с игольчатой структурой, достигающие размера 10…20 мм.

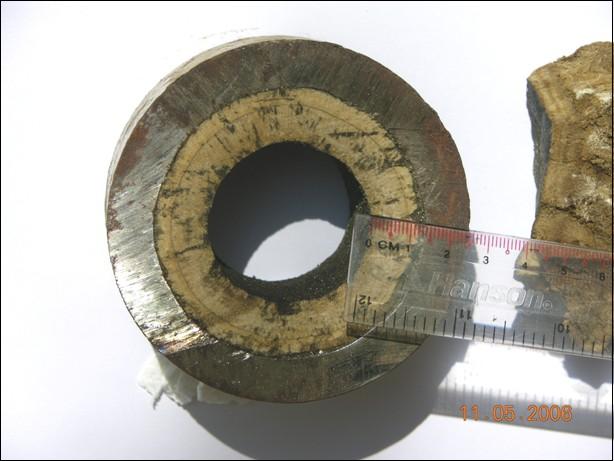


Рисунок 1 – Солеотложение в трубопроводах, оборудовании   
при подъеме и обработке нефти на месторождении «Белый Тигр»

Рассмотрены и приведены основные причины, приводящие к образованию солеотложений в системах подъема продукции, транспорта нефти и газа.

Источником солеотложений являются пластовые и попутно добываемые с нефтью воды в результате заводнения залежей морской водой, имеющие различные химические составы и степени насыщения солями.

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

Например, скоростьдвижения потока влияетна процесс образования солеотложений по двум направлениям, отличающимся друг от друга. C одной стороны, при увеличении скорости потока смешивание и турбулентность сильно увеличиваются, что приводит к образованию центров кристаллизации солей, повышению способности поглощения составных частей нефти на поверхности кристаллов. Последние явления приводят к увеличению взаимного контакта частиц и контакта кристаллов солей с поверхностью оборудования. С другой стороны, при увеличении скорости потока уменьшается время присутствия перенасыщенного солевого раствора в скважине, увеличивается способность переноса и вымывания кристаллизованных частиц солей потоком добываемой продукции, что приводит к уменьшению солеотложения.

Установлено, что солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным покрытием. Процессы коррозии стали могут развиваться под слоем солевых накоплений благодаря бактериям и кислому газу, нарушая целостность стали. Аналогичные негативные последствия отложения солей могут встречаться и в системах сбора и подготовки продукции.

В соответствии с выполненным анализом были сформулированы дополнительно следующие задачи исследований:

1. оценка масштаба проблемы солеотложения для месторождений, разрабатываемых СП «Вьетсовпетро»;
2. установление природы доминирующих солеотложений и причины их появления;
3. оценка потенциальных потерь в добыче нефти;
4. разработка оптимального метода борьбы и предупреждения образования солеотложений на месторождениях СП «Вьетсовпетро».

**Во второй главе** проанализировано состояние проблемы предупреждения отложения солей на внутрискважинном и промысловом оборудовании объектов месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро».

Приведена систематизация результатов исследований минерального и химического составов и структур солеотложений, отобранных на скважинах, из оборудования систем сбора и транспортировки нефти СП «Вьетсовпетро».

Отложения солей впервые были зафиксированы на месторождениях СП «Вьетсовпетро» в 1998 г. в скважинах 802-P8, 90-P6, 100-P6, 904-P9. Результаты проведенных промысловых исследований показали, что солеотложения в этих скважинах отмечаются на глубине в интервале 110…4250 м. Кроме этого, солеотложения обнаружены в головках фонтанной арматуры скважин 428-БK2, 457-БK4, 440-БK6,   
411-БK3. Также солеотложения обнаружены в системах сбора, обработки и транспортировки Центрального технологического комплекса 2   
(ЦТК-2): в манифольдах скважин, в трубопроводах, в сепараторах высокого и низкого давления, в сепараторах обработки воды, в насосах, в фильтрах, в штуцерах, в клапанах. При этом отмечено, что после обработки большинства скважин солеотложения довольно быстро восстанавливаются до начального состояния.

Примеры химического и минерального составов солеотложений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Химический и минеральный составы солеотложений

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Скв. | Даты отбора проб | Места отбора проб | Составы солей | Кол-во, % веса | Примечание |
|
| 1 | 428-BК2 | 29.05.2000 | На устье | СаСО3 | 87,0 | Рентгенов-ский анализ |
| NaCl | 6,0 |
| Полевой шпат | 7,0 |
| 2 | 920-Р9 (Ф) | 21.02.2001 | В НКТ  на глубине 0…1200 м | СаСО3 | 71,5 | Толщина слоя отложений составляет  2 мм |
| MgCO3 | 4,0 |
| СаSО4 | 4,5 |
| NaC1 | 1,8 |
| Fе3О4 | 1,2 |
| Цеолит и др. | 5,1 |
| Вода, нефть | 11,9 |
| 3 | 440-БК6 | 26.10.2001 | На штуцере | СаСО3 | 95.5 |  |
| MgCO3 | 3,4 |
| СаSО4 | 0,8 |
| NaC1 | 0,2 |
| Fe2О3 | 0,1 |

Результаты исследования солеотложений, отобранных из скважин месторождения СП «Вьетсовпетро», показывают, что преимущественным типом отложений на внутрискважинном оборудовании является карбонат кальция СаСО3, в меньшей степени сульфат кальция CaSO4 (таблица 1). Систематизация результатов проведенных лабораторных исследований состава солеотложений месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» на основе отобранных 49 проб показала, что соотношение типов отложений может быть различным, однако соли СаСО3 преобладают в большинстве случаев.

Основная причина отложения солей на внутрискважинном оборудовании месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» заключается в различии химических составов пластовой воды и закачиваемой в пласт морской воды, что приводит к смещению равновесного состояния при смешивании вод с изменением термобарических условий.

В основном, солеотложения встречаются непосредственно в НКТ скважин, что снижает их проходное сечение и, соответственно, производительность в условиях фонтанной и газлифтной эксплуатации. Также высока вероятность снижения притока к забою добывающих скважин за счет снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате внутрипластового образования солей в околоскважинной зоне.

На месторождении «Белый Тигр» применяют как физические, так и химические методы контроля и предотвращения солеотложения.

Применение физических мероприятий основывается на использовании физических действий для разрушения солеотложений. Однако из-за необходимости использования специальных приборов, что связано с большими экономическими затратами, группа физических мероприятий применяется редко.

Применение химических мероприятий основывается на использовании химреагентов с целью растворения отложений неорганических солей и удаления продуктов реакции с места образования. Благодаря относительно небольшим затратам, группа химических мероприятий нашла более широкое применение. Однако при использовании химических мероприятий требуется тщательное изучение результатов обработки для недопущения коррозии оборудования и кольматации пласта из-за гелеобразования. К примеру, если поверхность эксплуатационной колонны покрыта неравномерным слоем солеотложения, то при растворении кальцита CaCO3 кислотой HCl последняя оказывает действие не только на отложения CaCO3, но и на металл эксплуатационной колонны.

Известные результаты оценки растворимости солеотложений карбонатов под действием некоторых химреагентов представлены в таблице 2. Однако полученные результаты не учитывают естественную природу солеотложений, поскольку в опытах они были представлены в виде порошка. Тем не менее, подобные исследования на реальных образцах солеотложений весьма актуальны для условий месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро», поскольку комбинация нескольких кислот позволяет эффективно бороться с отложениями солей.

**В третьей главе** приведены результаты лабораторных исследований новых составов для удаления солеотложений из насосно-компрессорных труб скважин месторождения «Белый Тигр».

В данной главе показано, что использование смеси кислот CH3COOH и HCOOH весьма распространено на практике. Преимущество этой смеси заключается в быстром растворении, большей приемистости единицы объема химреагентов и более низкой скорости коррозии по сравнению с соляной кислотой. Однако для каждой технологии важно определить оптимальные соотношения компонентов для достижения максимального эффекта. В связи с этим для условий месторождения «Белый Тигр» в лабораторных условиях была исследована способность к растворению солеотложений отдельными реагентами, а затем композиционными смесями нескольких кислот с различным процентным содержанием для получения оптимального состава химреагентов, существенно повышающего эффективность растворения солей. В результате лабораторных исследований были получены новые реагенты DMC-1Ca и DMC-2Ca для условий месторождения «Белый Тигр», сравнение эффективности которых показало преимущество реагента DMC-2Ca (таблица 3).

Таблица 2 – Результаты исследования способности некоторых химреагентов к растворению CaCO3

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наиме-нования | Массовый состав | pH | Способность порошка химреагента  к растворению CaCO3   в течение 2 ч | | Примечание |
| по сумме масс | по CaCO3 |
| 1 | EC-6312A | Смесь CH3COOH (10…30 %), ПАВ  (10…30 %) | 0,28 | 84,5 %  (1 ч) | 97,8 % |  |
| 86,2 %  (1 ч) | 99,7 % | + 5 % раствори-тель  EC 9610 |
| 2 | SD-141 | Смесь HCl (1…10 %),  орг. кислоты,  ПАВ | 0,69 | 82,2 % | 95,1 % |  |
| 3 | Scalemin-2010 | Смесь  орг. кислоты  с HCl | 0,22 | 76,3 % | 88,3 % |  |
| 4 | IMSSR-1 | Смесь CH3COOH (10…30 %), HCOOH (10…30 %), этилен гликоля и ПАВ | 0,56 | 70,5 % | 81,6 % |  |

Таблица 3 – Результаты исследования способности растворения CaCO3 реагентами DMC-1Ca и DMC-2Ca на модели солеотложения в НКТ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Образцы | Время окунания,  ч | Масса растворения,  г | Толщина удаленного слоя солеотложения, мм |
| 1 | **DMC-1Ca**  СН3СООН: 10 %  НСООН: 20 % | 12 | 181 | 3,9 |
| 2 | **DMC-2Ca**  СН3СООН: 10 %  НСООН: 25 % | 12 | 190 | 4,2 |

Для определения способности химреагента DMC-2Ca к растворению солеотложения СаСО3 были проведены исследования в два этапа:

- первый этап: исследование способности к растворению солей кальцита композицией, состоящей из 10 %-ной уксусной и 25 %-ной муравьиной кислот, по методу определения потери массы при температуре 40 оС, которая близка средней температуре обработки НКТ на практике. Образец кальцита представлен в виде прямоугольного параллелепипеда;

- второй этап: исследование способности к растворению солей кальцита той же композицией, но на модели солеотложения СаСО3 в НКТ.

Исследование кинетики растворения солеотложения химреагентом DMC-2Ca проводилось по методу определения потери массы с помощью последовательных замеров на гидростатических весах. Этот метод позволяет определить массу растворенного солеотложения по времени контакта раствора химреагента без выемки пробы из раствора для взвешивания.

Для исследования влияния отношения объема химреагента к площади поверхности образца V/S на способность к растворению, а также на кинетику растворения были рассмотрены вариации параметров, представленные в таблице 4.

Таблица 4 – Отношения V/S и объемы химреагента

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименования | Размеры проб, мм | Отношения V/S, см | Объемы химреагента, мл |
| 1 | M1 | 25 x 25 x 50 | 2,5 | 156 |
| 2 | M2 | 25 x 25 x 50 | 3,5 | 218 |
| 3 | M3 | 25 x 25 x 50 | 5,0 | 312 |
| 4 | M4 | 25 x 25 x 50 | 8,0 | 500 |

Результаты определения массы СаСО3, растворенного в химреагенте DMC-2Ca при различных отношениях V/S и при одинаковой температуре 40 оС, представлены на рисунке 2, из которого видно, что:

* время достижения концентрации насыщения зависит от отношения V/S. Чем больше V/S, тем быстрее достигается концентрация насыщения;
* при V/S = 2,5 (отношение, применяемое на практике, при контакте химреагента в НКТ) время отстоя (время контакта химреагента в НКТ) можно выбрать в интервале от 1,5 до 2,5 ч;
* при увеличении отношения V/S масса растворенного CaCO3 увеличивается, что указывает на возможность растворения большего количества соли при замене раствора реагента (отработанного состава на новый), либо при динамической прокачке большего объема реагентов с использованием насосов.



****

****

****

****

****

****

Рисунок 2 – Кинетика растворения CaCO3 в химреагенте DMC-2Ca при различных отношениях V/S и температуре 40 oC

Чтобы оценить влияние температуры на способность к растворению и кинетику растворения были проведены исследования по определению количества СаСО3, растворенного химреагентом DMC-2Ca при отношении V/S = 3,5 при различных температурах.

В результате получено, что время контакта химреагентов с солеотложениями меньше чем 2 ч и увеличение температуры способствуют процессу растворения, но дальнейший рост температуры ограничивает способность к растворению. Этот факт подтверждается закономерностью реакции, потому что температура оказывает двойственное влияние на практическую способность к растворению.

С одной стороны, повышение температуры ускоряет реакцию, с другой стороны, снижает растворение соли ацетата кальция в реакционном растворе.

Кроме того, выполнены исследования коррозионной активности и подбор коррозионных ингибиторов для химреагента DMC-2Ca. Результаты исследования коррозии от контакта с реагентом DMC-2Ca и эффективности коррозионных ингибиторов CI-25 показаны в таблице 5.

По результатам исследований установлено, что на практике при обработке химреагентом DMC-2Ca для снижения коррозии металла следует добавить 2 %-ный коррозионный ингибитор CI-25 или OS 802 (в основе NH4SO3). Этого достаточно для снижения скорости коррозии более чем в 18 раз.

Таблица 5 – Результаты исследования коррозии   
и эффективности ингибиторов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Химреагенты  и дозы ингибитора, % | Скорость коррозии, мм/год | Эффективность  ингибитора, % |
| 1 | DMC-2Ca | 285,1 (NIPI) | - |
| 2 | DMC-2Ca + 2 % CI-25 | 15,27 | 94,64 |
| 3 | DMC-2Ca + 3 % CI-25 | 12,82 | 95,50 |
| 4 | DMC-2Ca + 4 % CI-25 | 11,66 | 95,91 |
| 5 | DMC-2Ca + 3 % CI-25 + 2 % Hy Temp 382 | 10,51 | 96,32 |
| 6 | DMC-2Ca + 160 ppm OS 802 | 6,06 | 97,87 |
| 7 | CH3COOH 10 % | 32,43 | - |

Далее были выполнены исследования по подбору рецептуры химреагентов на основе хелатных соединений EDTA для удаления отложений карбоната кальция CaCO3. Для этого были выбраны 4 следующих химреагента:

1) реагент Disolvine E-39 компании Akzo-Nobel;

2) раствор на основе Na4EDTA;

3) раствор на основе K4EDTA;

4) раствор на основе K2EDTA.

Исследование способности к растворению CaCO3 на модели солеотложения было проведено по методу определения потери массы при растворении, аналогично методике для исследования химреагентов   
DMC-1Ca и DMC-2Ca.

Установлено, чтодля удаления отложений CaCO3 наиболее эффективным является химреагент на основе К2EDTA с добавлением специального состава ПАВ. Представив его под рабочим названием Descale 1, были оценены его способность к растворению и кинетика растворения CaCO3 до полного удаления солеотложений.

По результатам выполненных исследований установлено, что:

1. время достижения концентрации насыщения зависит от отношения V/S: чем выше отношение V/S, тем меньше времени требуется для растворения единицы массы кальцита. Этот факт подтверждается закономерностью химических реакций;
2. при отношении V/S = 2,5 (отношение, применяемое на практике при обработке НКТ) время отстоя (время окунания) фиксируется в интервале от 5 до 7 ч;
3. способность к растворению СаСО3 химреагентом Descale 1 составляет 76 г/л;
4. полученный новый химреагент на основе хелатных соединений с рабочим названием Descale 1 необходимо использовать в составе комплексной технологии удаления солеотложений (совместно с DMC-2Ca), поскольку DMC-2Ca более эффективен, чем Descale 1, когда поверхность солеотложений покрыта нефтью. Другая причина закачки Descale 1 после DMC-2Ca состоит в предотвращении загрязнения пласта при попадении химреагентов и продуктов реакции на забой и в призабойную зону пласта.

**В четвертой главе** приведена методика расчета необходимого объема химреагентов иразработана технология закачки реагентов Descale 1 и DMC-2Ca в скважину.

За основу расчетов взяты:

1. Технические параметры скважины: конструкция скважины и НКТ, температура, давление (пласта, буфера, забоя и т.д.), обводненность продукции, состояние солеотложений, распределение солеотложений по глубине;
2. Технические параметры химреагентов: способность к растворению солеотложений, рекомендуемое время выдержки.

Зная распределение солеотложений по глубине, можно рассчитать объемы необходимых химреагентов и отдельных порций для закачки.

Суммарный объем химреагентов для обработки равен сумме их объемов для интервалов с разными толщинами слоя солеотложений. После расчетов, если объем химреагентов составит меньше 1-ого объема НКТ, то принимаем объем, равным 1-ому объему НКТ. Общий порядок расчета следующий:

1. необходимо разделить НКТ на интервалы с различными толщинами слоя солеотложения δ (мм) (по результатам исследований или прогнозирования);
2. используем данные для НКТ d = 114 мм и d = 89 мм для расчета максимального и минимального объемов химреагентов для интервала НКТ; более достоверно условие образования солеотложений прогнозировать на модели с сопоставлением с данными исследований на реальных скважинах.

Далее покажем некоторые приемы численного исследования кинетики отложения солей в НКТ, расчет потерь энергии на подъем жидкости и использование этих результатов для уточнения выбора химреагентов и технологии обработки скважин.

**В пятой главе** приведены результаты моделирования механизма отложения солей и изменения гидродинамических характеристик потока в подъемных трубах, в частности численная оценка снижения дебита жидкости и потерь давления в зависимости от степени проявления солеотложений.

Для этого был применен специальный пакет моделирования потока жидкости в трубах (ствол скважины), включающий уравнения Навье-Стокса, энергии, массопереноса и турбулентности.

Рассматриваемые (моделируемые) участки ствола скважины с сужениями вследствие отложения солей, имеющие радиусы 0,02 м, 0,03 м, 0,04 м, 0,05 м, 0,07 м, приведены на рисунке 3, используя данные фактических замеров солеотложений в подъемных трубах.

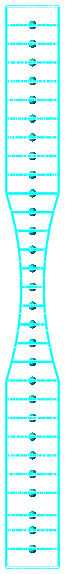
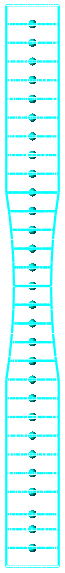
(а)(б)(в)(г) (д)

Рисунок 3 – Рассматриваемые (моделируемые) участки ствола скважины с сужениями вследствие отложения солей, имеющие радиусы 0,02 м (а), 0,03 м (б), 0,04 м (в), 0,05 м (г), 0,07 м (д)

Проведенные расчеты позволили спрогнозировать средние дебиты по каждой рассмотренной задаче (начальный дебит, заданный в качестве граничного условия с увеличением количества проведенных итераций – шагов расчета, изменяемых с учетом геометрии сечения и других граничных условий). В результате определены изменения дебитов на участках с сужениями ствола скважины относительно дебитов участка без изменения радиуса ствола скважины (рисунки 4, 5).



**Прирост удельных потерь давления в вертикальной скважине, Па/м**

**10-3 м2**

Рисунок 4 – Прирост удельных потерь давления в зависимости   
от площади проходного сечения ствола скважины



**м3/сут**

**10-3 м2**

Рисунок 5 – Изменение удельного среднего дебита при изменении площади проходного сечения ствола скважины

На основе выполненных теоретических исследований получены следующие результаты.

1. Проведенное имитационное моделирование отложения солей на стенках насосно-компрессорных труб в добывающих скважинах месторождения «Белый Тигр» показало, что в скважине, работающей на режиме, например, 50 м3/сут, при сужении площади проходного сечения участка ствола скважины, происходит снижение удельного дебита по следующей зависимости:

**Qcp = 0,002·Smin2 + 1,17·Smin + 45,4,** (1)

где Qcp – средний дебит по скважине; Smin – площадь минимального сечения ствола скважины. Такое снижение дебита при всех остальных равных граничных условиях по проведенному моделированию можно объяснить сильной турбулизованностью добываемого потока при сужении ствола скважины, что увеличивает как турбулентную энергию, так и скорость диссипации (рассеивания) турбулентной энергии. Оценив по результатам специальных исследований степень распределения отложений солей в НКТ по глубине, можно спрогнозировать эффект от их удаления.

2. Удельные потери давления в зависимости от уменьшения площади проходного сечения для рассмотренного примера с дебитом 50 м3/сут вычисляются по формуле:

**∆Р = -235,2·ln(Smin) + 7672,4**. (2)

3. Выполненная оценка степени снижения дебита скважины по причине отложения солей на стенках НКТ позволяет разделить суммарную эффективность от фактически проведенных обработок на реальных скважинах на составляющие: от очистки непосредственно внутрискважинного оборудования и от воздействия на призабойную зону скважины. При этом для фиксированного дебита и потерь давления аналитические зависимости (1) и (2) устанавливаются по объектно с возможностью дальнейшего использования при расчете и выборе технологии обработки скважин.

Также, используя результаты выполненных численных исследований для уточнения параметров обработки и расчеты расхода химреагентов, были подобраны скважины-кандидаты для удаления солеотложений при помощи подобранных реагентов. Результаты обработки на примере опытной скважины № 7001/БK7 представлены на рисунке 6, из которого видно, что после обработки дебит нефти значительно повышается.

Накопленная добыча нефти за счет обработки (очистки) по состоянию на 01.01.2011 г. составила **5812** т, а на 01.02.2011 г. **7044** т. Значительное увеличение дебита скважины по жидкости позволяет сделать вывод о том, что кроме эффекта удаления солеотложений из НКТ данная обработка дает эффект по очищению от загрязнений призабойной зоны скважины. В настоящее время технология использования реагентов Descale 1 и DMC-2a совершенствуется как в лабораторных, так и в промысловых условиях на опытных образцах солеотложений месторождений СП «Вьетсовпетро».





****

Рисунок 6 – Динамика дебитов нефти и жидкости скважины № 7001/БK7 до и после обработки

**ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

* + - 1. Выявлены основные виды и механизмы отложения солей на месторождениях СП «Вьетсовпетро» при использовании морской воды для заводнения, которая в контакте с пластовой водой олигоцена от взаимодействия ионов солей образует устойчивые твердые отложения в подъемных трубах при подъеме продукции скважин.
      2. В результате лабораторных и промысловых исследований на примере эксплуатации добывающих скважин месторождения «Белый Тигр» определены основные виды и структуры солесодержащих осадков – карбоната и сульфата кальция.
      3. Проведенные исследования эффективности удаления солеотложений показали, что применение предложенных химреагентов и их композиций позволяет эффективно растворять твердые осадки солей. При этом проведенные новые исследования растворения солей выполнены с учетом естественной природы отложений и коррозионной активности применяемых композиций кислот.
      4. Разработана методика разрушения твердых солевых отложений с использованием гидростатических весов и определения расхода (объема) химреагентов и площади поверхности образца с учетом термобарических условий.
      5. Определены композиции химреагентов Descale 1 в соотношении V/S = 2,5 в интервале времени 5,5…6,0 ч и DMC-2Ca с необходимым временем выдержки реагента 1,5…2,0 ч для режимов, близких к фактическим условиям.
      6. Установлено, что толщины слоя отложений солей в подъемных насосно-компрессорных трубах составляют 2,5…4,0 мм, которые наиболее интенсивно откладываются на глубине в интервале 3050…2050 м, а потери напора от увеличения удельного сопротивления составляют 310…350 Па/м.
      7. По результатам опытных работ на скважинах и лабораторных исследований для предотвращения и удаления солевых отложений рекомендовано использование композиций химреагентов Descale 1 и DMC-2Ca для скважин месторождения «Белый Тигр». Их применение на опытных скважинах № 7001/БK7 и № 910/МСП9 позволило получить прибыль в сумме 1577,440 тыс. USD. Сравнение эффективности предложенной технологии со средним значением эффективности ранее применяемых составов показало преимущество использования реагентов Descale 1 и DMC-2a на 103,0 тыс. USD в экономическом плане.

**Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:**

***Ведущие рецензируемые научные журналы***

1. Велиев, М. М. Исследование процесса образования солеотложений в скважинах месторождения «Белый Тигр» [Текст] /   
   М. М. Велиев, Нгуен Куок Зунг // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. − Уфа, 2011. − Вып. 3 (85). – С. 30-39.
2. Велиев, М. М. Исследование по подбору составов и рецептуры химреагентов на основе хелатных соединений для удаления солеотложений в насосно-компрессорных трубах скважин месторождения «Белый Тигр» [Текст] / М. М. Велиев, Нгуен Куок Зунг, Нгуен Ван Нго // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. − Уфа, 2013. − Вып. 4 (94). – С. 62-71.

***Прочие печатные издания***

1. Нгуен Куок Зунг. Исследование способности растворения солеотложений химреагентом Descale 1 [Текст] / Нгуен Куок Зунг,   
   Э. М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XI Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XI Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2011. – С. 116-117.
2. Нгуен Куок Зунг. Расчет объема химреагентов для растворения солеотложений [Текст] / Нгуен Куок Зунг, А. Н. Иванов, М. М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XI Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XI Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2011. – С. 118-119.
3. Нгуен Куок Зунг. Порядок закачки химреагентов для удаления солеотложений [Текст] / Нгуен Куок Зунг, Э. М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XI Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XI Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2011. – С. 138-139.
4. Иванов, А. Н. Влияние отношения объема химреагента к площади поверхности солеотложения на способность к его растворению [Текст] / А. Н. Иванов, М. М. Велиев, Нгуен Куок Зунг // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XII Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XII Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2012. – С. 40-42.
5. Нгуен Куок Зунг. Влияние температуры на способность реагента DMC-2Са к растворению солеотложений [Текст] / Нгуен Куок Зунг // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XII Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XII Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2012. – С. 43.
6. Нгуен Куок Зунг. К вопросу скорости коррозии стали при использовании химреагентов с целью удаления солеотложения [Текст] / Нгуен Куок Зунг, М. М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XII Всеросс. научн.-практ. конф. в рамках XII Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2012. –   
   С. 120-121.
7. Нгуен Куок Зунг. Оценка вероятных последствий солеоотложения в эксплуатационной колонне [Текст] / Нгуен Куок Зунг, М. С. Антонов // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Матер. Междунар. научн.-практ. конф. 23 апреля 2014 г. в рамках Нефтегазового форума и XXII Междунар. специализир. выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2014». – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2014. – С. 146-148.

Фонд содействия развитию научных исследований.

Подписано к печати 28.04.2014 г. Формат 60 х 90 1/16.

Усл. печ. л. 1,02. Бумага писчая.

Тираж 100 экз. Заказ № 87.

Ротапринт ГУП «ИПТЭР». 450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3.