

На правах рукописи

Мухаметшин Мусавир Мунавирович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ ПРИ ДОБЫЧЕ
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕЙ**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа - 2001

Работа выполнена в нефтегазодобывающих управлениях «Уфанефть» и «Южарланнефть» АНК «Башнефть»

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор Токарев М.А.

Научный консультант: кандидат технических наук,
доцент Рогачев М.К.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
Хафизов А.Р.;

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник
Валишин Ю.Г.

Ведущая организация: ОАО «Белкамнефть»

Защита состоится «25» декабря 2001г. в 11³⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 в УГНТУ по адресу: 450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан « » ноября 2001г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук

Ю.Г.Матвеев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Одной из актуальных проблем при добыче сероводородсодержащих нефтей является проблема повышения эффективности эксплуатации и экологической безопасности нефтепромысловых систем, включающих в себя продуктивные пласты, скважины и наземное оборудование.

Особую актуальность эта проблема приобретает в настоящее время в связи с вступлением большинства нефтяных месторождений страны, в том числе месторождений Башкортостана, в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью обводненности добываемой продукции (до 70...98 %). В результате закачки огромных объемов пресной и сточной воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления происходит их микробиологическое заражение, и сероводород появляется даже на тех месторождениях, где его раньше не было. Это так называемый биогенный сероводород (сероводород вторичного происхождения).

Наличие сероводорода в составе пластовой нефти (независимо от его происхождения: первичного - реликтовый сероводород или вторичного – биогенный сероводород) предопределяет ряд серьезных осложнений при добыче нефти, связанных с его высокой коррозионной агрессивностью и токсичностью.

Мировая и отечественная практика показывает, что снижения многих негативных последствий наличия сероводорода в составе скважинной продукции можно добиться применением различных технологий воздействия на нефтепромысловые системы, таких как физические и химические способы удаления сероводорода, бактерицидная обработка, применение ингибиторов коррозии и др. Однако, несмотря на достаточно широкое применение нефтяными компаниями страны различных способов борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти, коренного перелома в решении этой проблемы достичь не удастся.

Для успешного решения этой проблемы необходим системный подход к выбору технологий борьбы с сероводородом при добыче нефти, предусматривающий, в первую очередь, учет происхождения сероводорода и конкретных условий эксплуатации всех элементов единой нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное оборудование».

Цель работы. Разработка и внедрение технологий по повышению эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащих нефтей.

Основные задачи исследований

1. Исследование условий образования сероводорода в системе «пласт-скважина».

2. Анализ существующих технологий и обоснование методологии борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти.

3. Экспериментальные исследования и промысловые испытания технологии по предотвращению образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах.

4. Разработка химических составов и технологии нейтрализации сероводорода при проведении подземных ремонтов скважин.

5. Разработка и опытно-промышленные испытания технологии очистки скважинной продукции от сероводорода в системе промышленной подготовки нефти.

Методы исследований. Решение поставленных задач проводилось с помощью теоретических, лабораторных и промысловых исследований. Для исследований и анализа использовали исходную информацию, полученную с помощью стандартных приборов и методов измерений. Поставленные задачи решались с применением современных вероятностно-статистических методов, гидродинамических методов исследования скважин, методов химического, физико-химического, микробиологического и электрохимического анализа.

Научная новизна

1. На основании выполненного геолого-технологического анализа условий образования сероводорода в системе «пласт-скважина» нефтяных месторождений Башкортостана выявлены основные факторы, определяющие содержание сероводорода в пластовой нефти, предложены математические модели для его прогнозирования в геолого-физических и технологических условиях исследуемых объектов.

2. Обоснована методология борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти, предусматривающая системный подход к выбору технологий борьбы с сероводородом с учетом его происхождения и конкретных условий эксплуатации всех элементов единой нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное оборудование».

3. Разработан комплекс технологий по нейтрализации сероводорода и предотвращению связанных с ним осложнений в нефтепромысловых системах для повышения эффективности их эксплуатации.

Основные защищаемые положения

- системный подход к выбору технологий борьбы с сероводородом с учетом его происхождения и конкретных условий эксплуатации всех элементов единой нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное оборудование»;
- математические модели для прогнозирования содержания сероводорода в пластовой нефти в геолого-физических и технологических условиях исследуемых объектов;
- комплекс технологий по нейтрализации сероводорода и предотвращению связанных с ним осложнений в нефтепромысловых системах.

Практическая ценность работы и реализация в промышленности

1. Разработана и внедрена технология по предотвращению образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах.

2. Разработан и внедрен способ нейтрализации сероводорода в нефтяной скважине (патент РФ 2136864) при проведении подземных ремонтов.

3. Разработан и внедрен вихревой десорбер (свидетельство на полезную модель №12040) для отдувки сероводорода из нефти в системе подготовки скважинной продукции.

4. Разработана нормативно-техническая документация:

- на технологию глушения скважин перед подземным ремонтом и при вторичном вскрытии продуктивного пласта с использованием жидкостей глушения скважин – «состава УНИ-1» и «состава УНИ-3», сохраняющих коллекторские характеристики призабойной зоны пласта и обладающих свойствами нейтрализаторов сероводорода (РД 03-013-99);

- по оценке зараженности нефтепромысловых сред и бактерицидного действия реагентов относительно сульфатовосстанавливающих бактерий (РД 03-00147275-067-2001).

5. Внедрение на месторождениях АНК «Башнефть» (Сергеевская площадь Сергеевского месторождения, Новоказинская площадь Арланского месторождения) технологии по предупреждению образования осадков сульфида железа в добывающих скважинах позволило увеличить межремонтный период работы скважин в среднем на 12,7%, что обеспечило в 2000 году дополнительную добычу 2869 тонн нефти с экономическим эффектом 438,9 тыс руб.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались на семинаре «Совершенствование разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений» Международной выставки «Газ.Нефть. Башкортостан-97» (г.Уфа, 1997), научной конференции «Методы кибернетики химико-технологических процессов (КХТП-V-99)» (г.Уфа, УГНТУ, 1999), специализированной научной секции «Проблемы увеличения разведанных запасов и повышения добычи нефти и газа» Второго Конгресса нефтегазопромышленников России (г.Уфа, 2000), XIII Международной научно-технической конференции «Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии» (г.Тула, ТГПУ им. Л.Н.Толстого, 2000), II

Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (г.Уфа, 2000), технических советах АНК «Башнефть», ряда нефтегазодобывающих управлений, секциях научно-технических советов БашНИПИнефть и Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Публикации. Основное содержание диссертации изложено в 11 печатных работах, в том числе 1 монографии, 3 статьях, 3 тезисах докладов, 1 авторском свидетельстве, 1 патенте, 2 руководящих документах. В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат постановка задач, их решение, анализ полученных результатов и рекомендации.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы. Работа содержит страниц машинописного текста, 18 рисунков, 32 таблицы, 114 библиографических ссылок.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** определены цель и направления исследований, показана актуальность проблемы и дана общая характеристика работы.

В **первой главе** представлен обзор работ, посвященных рассматриваемой проблеме. В ней приводится описание осложнений при добыче сероводородсодержащих нефтей, рассмотрены методы борьбы с сероводородом и дается их классификация (рисунок).

Вторая глава посвящена исследованию условий образования сероводорода в нефтепромысловых системах. В ней представлены материалы о современном состоянии развития и перспективах применения методов борьбы с сероводородом на нефтяных месторождениях Башкортостана.

Проведенный анализ геолого-промыслового материала по нефтяным месторождениям Башкортостана позволил выявить общие для этих месторождений отличительные признаки и особенности, которые могут

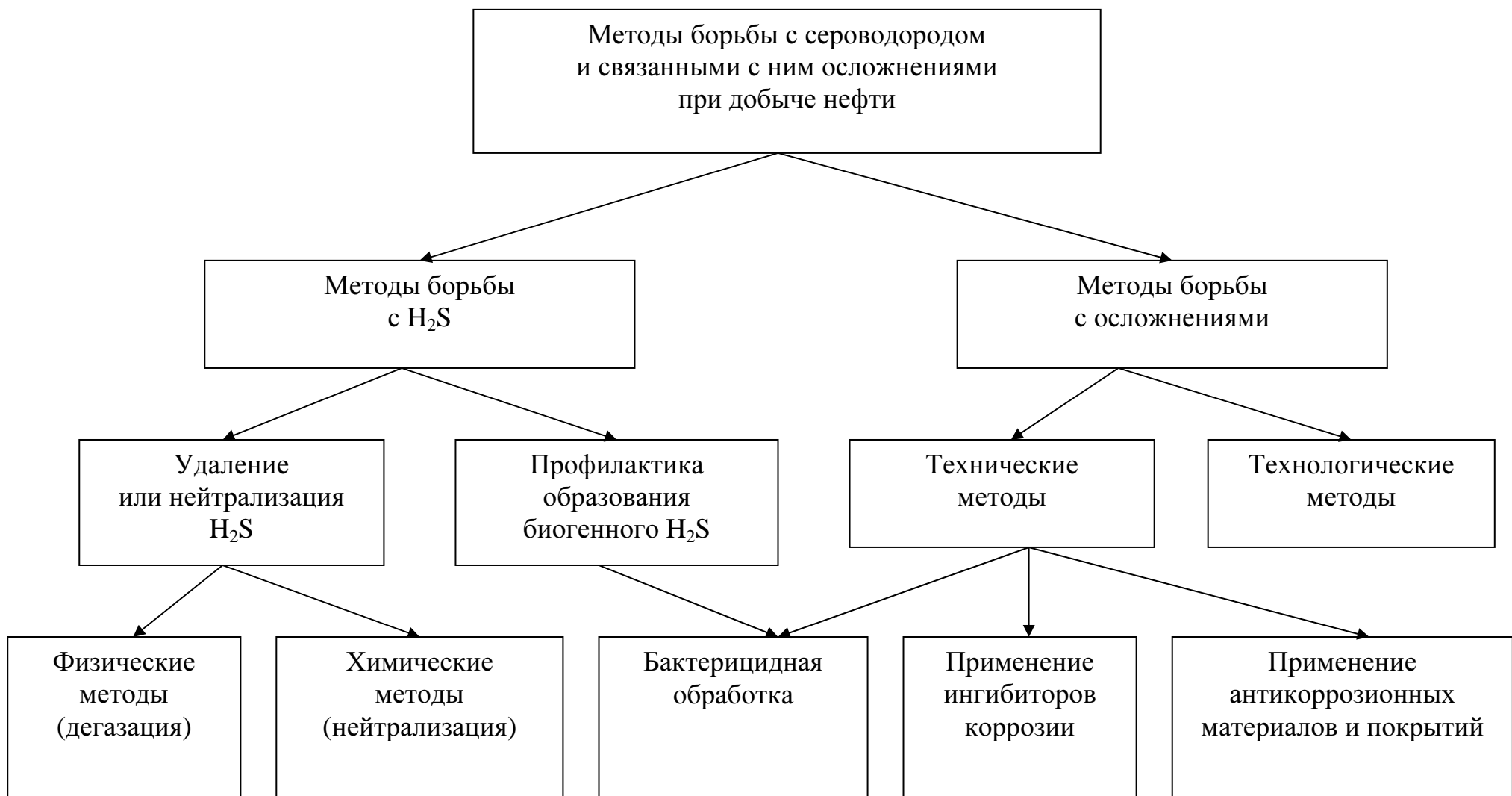


Рис. 1.1. Классификация методов борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти

объяснить происхождение сероводорода или причины его возникновения в скважинной продукции.

1. Повышенным начальным содержанием сероводорода, свидетельствующим о его первичном происхождении (т.н. реликтовый сероводород), отличаются залежи нефти, приуроченные к карбонатным отложениям: турнейского яруса (нижний карбон); верейского горизонта (средний карбон); сакмарского и артинского ярусов (нижняя пермь).

2. Выделяются две группы месторождений с повышенным содержанием сероводорода в скважинной продукции: месторождения, приуроченные к известнякам рифовых массивов нижнепермского возраста (Лемезинское, Карлинское, Салаватское), – месторождения с реликтовым сероводородом; месторождения, независимо от типа коллекторов основных объектов разработки отличающиеся тем, что в их разрезе присутствуют нефтегазонасыщенные, сероводородсодержащие известняки верейского горизонта (Метелинское, Культюбинское, Ильинское, Искринское, Биавашское, Таймурзинское, Щелкановское, Карача-Елгинское) – месторождения с реликтовым сероводородом, изначально присутствующим в составе пластовой нефти или мигрировавшим на забой добывающих скважин из вышележащих пластов верейского горизонта.

3. На всех нефтяных месторождениях Башкортостана, находящихся на поздней стадии разработки, отмечается появление биогенного сероводорода и дальнейший рост его концентрации в составе скважинной продукции, что связано с зараженностью нефтепромысловых систем СВБ.

В результате выполненного регрессионного анализа подобраны математические модели, позволяющие прогнозировать содержание сероводорода в скважинной продукции (в нефти) для следующих месторождений:

Волковского (1)

$$C_{H_2S} = \exp(0,665 - 0,009 * Q - 0,336 * B + 0,07 * K + 0,397 * \ln H_{\text{омн}} + 0,293 * \ln T_1 + 0,223 * \ln T_{np});$$

Арланского (2)

$$C_{H_2S} = \exp(-10,61 - 0,01 * Q + 3,32 * B + 0,044 * K + 0,202 * \ln H_{дин} + 0,825 * \ln T_s + 0,481 * \ln T_{пр});$$

Сергеевского (3)

$$C_{H_2S} = \exp(-6,406 - 0,757 * Q + 10,444 * B - 4,809 * K + 1,386 * \ln H_{дин} + 0,4 * \ln T_s + 0,233 * \ln T_{пр}).$$

В формулах (1), (2), (3):

C_{H_2S} - содержание сероводорода в нефти, мг/л; Q - дебит скважины по жидкости, м³/сут; B - обводненность продукции, доли ед.; K - коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа); $H_{дин}$ - расстояние от устья до динамического уровня, м; T_s - срок эксплуатации скважины, сут; $T_{пр}$ - время простоя скважины до освоения, сут.

Несмотря на широкое применение различных методов борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями эта проблема остается одной из самых актуальных на нефтяных месторождениях Башкортостана. Совершенно очевидно, что только системный подход к выбору технологий борьбы с сероводородом на нефтяных месторождениях в зависимости от геолого-физических характеристик объектов и происхождения сероводорода, а также широкомасштабное внедрение этих технологий способны существенно повысить эффективность эксплуатации и экологическую безопасность нефтепромысловых систем.

Третья глава посвящена разработке технологий по предотвращению образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

На нефтепромыслах АНК «Башнефть» отложения сульфидов железа начали проявляться в скважинах в начале 80-х годов. Постепенно число скважин, осложненных образованием этих солей, стало возрастать на 100...120 единиц в год. В НГДУ «Уфанефть» отложения осадков сульфида железа были впервые обнаружены на Сергеевском месторождении в конце 80-х годов, а затем проблема осадкообразования приобрела массовый характер. Наиболее опасны скопления этих отложений в рабочих органах электроцентробежных

насосов (ЭЦН). В результате отложений сульфидов железа и солей межремонтный период этих насосов резко сокращается, о чем можно судить по данным табл.1.

Таблица 1

Динамика ремонтов добывающих скважин, оборудованных УЭЦН,
в НГДУ «Уфанефть»

Показатель	Годы				
	1996	1997	1998	1999	2000
Эксплуатационный фонд скважин, оборудованных УЭЦН	108	107	107	103	107
Число скважин, подверженных сероводородной коррозии	64	46	51	46	45
Количество ремонтов на скважинах из-за коррозии оборудования и отложений сульфида железа	32	35	51	34	27
Всего ремонтов	67	76	70	78	77

На основании результатов проведенных исследований установлено, что основная масса отложений сульфида железа в скважинном оборудовании представляет собой продукты сероводородной коррозии металла, которые образуются на внутренней поверхности обсадной колонны и внешней поверхности насосно-компрессорных труб, а затем осыпаются с них и попадают в скважинную продукцию. При этом в скважине можно выделить две основные зоны образования сульфида железа - участки от забоя до насоса и от динамического уровня до устья скважины.

Проведены лабораторные исследования кинетики сероводородной коррозии стали. Полученные экспериментальные данные по коррозии в водной, а также в газовой среде находятся в области значений, отвечающих известным из практики нефтепромысловым данным. Так, выявлено, что скорость коррозии стали в водной среде изменяется в пределах 0,3...0,9, а в газовой – 0,1...0,5 г/(м²*ч) или мм/год. В табл.2 приведены экспериментальные данные по кинетике возрастания толщины и массы

продуктов коррозии в газовой среде. По этим данным можно рассчитать скорость коррозии и динамику роста толщины продуктов коррозии.

Таблица 2

Кинетика возрастания толщины и массы продуктов сероводородной коррозии в среде нефтяного газа

Продолжительность испытаний, сут	Толщина образовавшихся продуктов коррозии (сульфида железа), мм	Масса собранного с образца осадка, г/10 см ²
27	1,2	-
40	2,0	1,42
80	3,5	1,92
100	4,0	2,96
130	5,2	3,04
190	5,8	3,40
240	6,5	3,92
280	7,4	4,18
360	7,7	4,34

Получены расчетные данные по оценке фактического количества образующихся и осыпающихся в течение одних суток продуктов коррозии (осадков сульфида и карбоната железа) с металлической поверхности обсадной колонны и НКТ в зависимости от скорости коррозии стали. При этом в расчетах вес продуктов коррозии, определяемый по потере металла, удваивали, исходя из того, что в состав осадков кроме самого металла входят сера и карбонаты. Расчетная величина образующихся и осыпающихся осадков сульфида железа в добывающей скважине (типовой для нефтяных месторождений Башкортостана конструкции) составляет в среднем 5...10 кг в сутки. За год в такой скважине может образоваться до 5 т продуктов коррозии. При дебитах скважины 25...75 м³/сут содержание мехпримесей (за счет попадания на прием насоса продуктов коррозии) в добываемой продукции может достигать 300...800 мг/л, что соответствует наблюдаемым на практике значениям.

Для предотвращения попадания осыпающихся из газовой среды межтрубного пространства скважины (выше динамического уровня) продуктов коррозии в ЭЦН предложено использовать естественно существующий и находящийся выше приемного окна насоса слой нефти в качестве плавающего сменного фильтра-накопителя (т.н. «жидкого пакера»). После накопления в этой нефти определенного количества твердых частиц загрязненная нефть в фильтре-накопителе может быть удалена из скважины прямой промывкой скважины водой или нефтью, после чего межтрубное пространство скважины заполняется расчетным количеством свежей нефти. Для повышения удерживающей (по отношению к осыпающимся продуктам коррозии) способности этой нефти предлагается добавлять к ней в качестве загустителя отход производства полиэтилена - низкомолекулярный полиэтилен (ТУ 6-05-1837-82). Результаты опытов показали, что если исходная нефть вязкостью $15,8 \cdot 10^{-2}$ см²/с обладает удерживающей способностью порядка 120 кг/т, то с ростом вязкости нефти до $(230...250) \cdot 10^{-2}$ см²/с при введении 15% мас. загустителя ее удерживающая способность возрастает в 4...5 раз и достигает 450 кг/т. Учитывая, что в межтрубном пространстве скважины выше динамического уровня жидкости обычно накапливается 2...3 т нефти, можно считать, что существующий в скважине фильтр-накопитель («жидкий пакер») из нефти указанной вязкости сможет удержать в себе за определенное время нахождения в скважине около 1,0...1,5 т твердых осадков. Это означает, что осадки продуктов коррозии, постоянно поступающие на прием насоса из газовой среды межтрубного пространства скважины в количестве 5...10 кг/сут, при наличии «жидкого пакера», не попадут на прием ЭЦН в течение 150...200 дней. К этому времени или чуть раньше следует произвести замену отработавшего «жидкого пакера». Это мероприятие позволит существенно повысить межремонтный период работы скважин, засоряющихся осадками сульфида железа.

Следует при этом указать, что вместе с загустителем в состав «жидкого пакера» рекомендуется ввести 5...10% мас. ингибитора коррозии. При смене отработавшей нефти на новую порцию, а также при последующих пусках и остановках скважины «жидкий пакер», перемещаясь в межтрубном пространстве, будет осуществлять с помощью введенного в него ингибитора коррозии еще и защитные по коррозии функции.

На Сергеевской площади Сергеевского месторождения (НГДУ «Уфанефть») и Новохазинской площади Арланского месторождения (НГДУ «Южарланнефть») проведены опытно-промышленные испытания двух технологий по предупреждению образования осадков сульфида железа в добывающих скважинах: методом очистки внутренней поверхности обсадной колонны от продуктов коррозии (с помощью скребка гидравлического типа и промывки растворителем «Нефрас») с последующим ингибированием очищенной поверхности (путем обратной промывки скважины 3...5%-ным нефтяным раствором ингибитора коррозии «Викор»); установкой в межтрубном пространстве скважины «жидкого пакера» из загущенной низкомолекулярным полиэтиленом нефти. Результаты этих испытаний показали существенное (до 3...4 раз) снижение содержания механических примесей в продукции скважин и увеличение продолжительности их работы без признаков отложения сульфидов железа.

Метод очистки всей обсадной колонны от продуктов коррозии с последующим ингибированием очищенной поверхности был рекомендован для широкого внедрения на нефтепромыслах АНК «Башнефть». Разработана и внедрена «Временная инструкция по предупреждению образования осадков сульфида железа в добывающих скважинах». Для предупреждения осадкообразования в скважинном оборудовании предлагается также бактерицидная обработка всех технологических жидкостей, применяемых в процессах добычи нефти.

В четвертой главе описаны разработанные технологии нейтрализации сероводорода при вторичном вскрытии нефтяного пласта и проведении подземных ремонтов скважин. Эти технологии основаны на использовании в качестве технологических жидкостей (перфорационных и жидкостей глушения) «составов УНИ»: «состава УНИ-1» и «состава УНИ-3». Преимуществом последних перед известными химическими составами технологических жидкостей является способность обеспечивать сохранность коллекторских характеристик пород призабойной зоны нефтяного пласта, наличие бактерицидных и антикоррозионных свойств, экологическая безопасность, доступность и дешевизна базовых компонентов, простота приготовления и применения.

Суть технологии проведения вторичного вскрытия нефтяного пласта с применением «составов УНИ» заключается в том, что перед проведением перфорации обсадной колонны в скважину предварительно закачивается один из «составов УНИ» в объеме, обеспечивающем подъем его уровня выше планируемого местоположения верхних перфорационных отверстий на 100 м. Таким образом, последующая перфорация производится в среде нейтрализующей жидкости – «состава УНИ».

Технология нейтрализации сероводорода при проведении подземного ремонта скважины заключается в том, что в скважину предварительно закачивают определенный объем нейтрализующей жидкости (одного из «составов УНИ») из расчета $0,5...1,0 \text{ м}^3$ на один метр толщины продуктивного пласта с последующим ее продавливанием в призабойную зону пластовой или сточной водой.

Проведены первые промысловые испытания поглощающей способности одного из «составов УНИ» («состава УНИ-1») по отношению к сероводороду на двух добывающих скважинах (скв.28, скв.1352) Биавашского нефтяного месторождения (НГДУ «Южарланнефть» АНК «Башнефть»). Результаты испытаний показали снижение содержания сероводорода в нефти этих скважин

после их глушения «составом УНИ-1» на 70...90% при продолжительности эффекта до 5...6 месяцев.

Разработан руководящий документ по использованию «составов УНИ» при вторичном вскрытии нефтяного пласта и подземных ремонтах скважин для нейтрализации сероводорода и сохранения коллекторских характеристик пород призабойной зоны пласта (РД 03-013-99). Получен патент на «Способ нейтрализации сероводорода в нефтяной скважине» (патент РФ 2136864).

Пятая глава посвящена разработке технологии очистки нефти от сероводорода в системе ее промысловой подготовки. Для условий нефтяных месторождений Башкортостана, обладающих достаточными ресурсами природного газа, рекомендована технологическая схема очистки скважинной продукции от сероводорода, основанная на обычной двухступенчатой сепарации нефти и включающая дополнительно промежуточную отдувку сероводорода в специальном массообменном аппарате – десорбере. Для практической реализации рекомендованной схемы был разработан и изготовлен вихревой десорбер (свидетельство на полезную модель №12040). Опытно-промышленные испытания вихревого десорбера на Метелинском нефтегазовом месторождении показали, что аппарат обеспечивает качественную отдувку нефти от сероводорода природным газом при соотношениях расходов газа и нефти порядка 4:1 (остаточное содержание сероводорода в нефти не превышает 0,005% мас.).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Несмотря на применение различных методов борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при разработке нефтяных месторождений эта проблема остается одной из самых актуальных в нефтедобывающей отрасли. Совершенно очевидно, что только системный подход к выбору технологий борьбы с сероводородом в зависимости от его происхождения, геолого-физических характеристик объектов разработки, условий эксплуатации всех элементов единой нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное

оборудование», а также широкомасштабное внедрение этих технологий способны существенно повысить эффективность и экологическую безопасность разработки месторождений сероводородсодержащих нефтей.

2. В результате проведенного геолого-технологического анализа условий образования сероводорода в системе «пласт-скважина» нефтяных месторождений Башкортостана выявлены основные факторы, определяющие содержание сероводорода в пластовой нефти, предложены математические модели для его прогнозирования в конкретных геолого-физических и технологических условиях исследованных объектов. Методика исследования условий образования и прогнозирования содержания сероводорода в пластовой нефти может быть адаптирована и к объектам разработки других нефтяных месторождений страны.

3. Одним из основных осложнений, связанных с присутствием в составе пластовой нефти сероводорода, является отложение сульфида железа в глубинно-насосном оборудовании добывающих скважин. Выполненные исследования и анализ реальных условий протекания сероводородной коррозии в скважине, а также результаты промысловых испытаний разработанных технологий по предотвращению образования отложений сульфида железа позволили сделать следующие выводы:

- основная масса отложений сульфида железа в скважинном оборудовании представляет собой продукты сероводородной коррозии металла, местом возникновения которых является сама добывающая скважина;
- наибольший эффект предупреждения осадкообразования в рабочих органах скважинных насосов дает механическая очистка всего ствола эксплуатационной колонны скважины от накопившихся осадков с последующей защитой обсадной колонны ингибированной нефтью;
- альтернативным методом противокоррозионной защиты обсадной колонны и предупреждения осадкообразования в глубинно-насосном

оборудовании является установка в межтрубном пространстве скважины «жидкого пакера»;

- для профилактики образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах рекомендуется бактерицидная обработка всех технологических жидкостей, применяемых в различных процессах добычи нефти (включая закачиваемую в пласт воду в системе ППД), в частности использование в качестве жидкостей глушения скважин при вскрытии продуктивного пласта и проведении подземных ремонтов специальных химических составов, обладающих наряду с антикоррозионными и бактерицидными свойствами нейтрализующей способностью по отношению к сероводороду.

4. При выборе методов борьбы с сероводородом в каждом конкретном случае необходимо, прежде всего, определить его происхождение и причину появления в продукции нефтяных скважин. Если в составе пластовой нефти какого-то месторождения изначально присутствует реликтовый сероводород, бессмысленно решать проблему борьбы с ним путем его удаления (нейтрализации) в продуктивном пласте или скважине. В этом случае, прежде всего, необходимо максимально ограничить выделение и накопление свободного (газообразного) сероводорода в скважине. При этом сами методы удаления (нейтрализации) сероводорода целесообразно использовать в системе сбора и подготовки скважинной продукции, а в системе «пласт-скважина» - лишь эпизодически, для обеспечения безопасных условий работы при проведении подземных ремонтов скважин.

В плане реализации этой идеи разработаны и внедрены технологии по нейтрализации сероводорода и предотвращению связанных с ним осложнений:

- технология нейтрализации сероводорода при проведении подземных ремонтов скважин, основанная на использовании в качестве жидкостей глушения скважин специально разработанных нейтрализующих химических составов – «составов УНИ»;

- технология очистки скважинной продукции от сероводорода в системе промышленной подготовки нефти, основанная на промежуточной отдувке сероводорода из нефти при ее двухступенчатой сепарации в специально разработанном аппарате – вихревом десорбере.

5. Результаты выполненных исследований и их практическая реализация в АНК «Башнефть» позволяют расширить область применения разработанных рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащих нефтей в других нефтедобывающих регионах страны.

Основное содержание диссертации опубликовано в 11 научных трудах, в том числе:

1. Рогачев М.К., Зейгман Ю.В., Сыркин А.М., Мухаметшин М.М., Плотников И.Г., Парамонов С.В. Нейтрализация сероводорода в нефтяных скважинах // Сб. науч. тр. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». -Уфа: УГНТУ. –1999. -С.120-125.

2. РД 03-013-99. Инструкция по глушению скважин перед подземным ремонтом и при вторичном вскрытии продуктивного пласта с использованием жидкостей глушения скважин – «состава УНИ-1» и «состава УНИ-3», сохраняющих коллекторские характеристики призабойной зоны пласта и обладающих свойствами нейтрализатора сероводорода // М.К.Рогачев, Ю.В.Зейгман, М.М.Мухаметшин, И.Г.Плотников. –Уфа: КИВЦ АНК «Башнефть». -1999. - 15с.

3. Пат. РФ 2136864, МКИ 6 E 21 B 43/22, 37/06. Способ нейтрализации сероводорода в нефтяной скважине // М.К.Рогачев, Ю.В.Зейгман, М.М.Мухаметшин и др. - Заявл. 30.03.98, опубл. 10.09.99, БИ № 25.

4. Свидетельство РФ на полезную модель № 12040, МКИ 6 B 01 D 3/30. Теплообменный аппарат // Е.С.Вязовкин, Ч.Ф.Зайнагабдинов, М.М.Мухаметшин и др. - Заявл. 15.06.99, опубл. 16.12.99, БИ № 12.

5. Рогачев М.К., Зейгман Ю.В., Мухаметшин М.М., Сыркин А.М. Новые антикоррозионные жидкости для межтрубного пространства скважин // Сб. тез. докл. науч. конф. «Методы кибернетики химико-технологических процессов (КХТП-V-99)». -Т.2. -Кн.2. –Уфа: УГНТУ. -1999. -С.186.

6. Мухаметшин М.М., Зейгман Ю.В., Рогачев М.К., Сыркин А.М. Повышение экологической безопасности текущего и капитального ремонта нефтяных скважин // Тез. докл. XIII Междунар. науч.-техн. конф. «Химические

реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии. Реактив-2000». - Тула: Изд-во ТГПУ им. Л.Н.Толстого. -2000. -С.228.

7. Мухаметшин М.М., Гоник А.А., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В. Роль углеводородных дисперсных систем в развитии и предупреждении техногенных осложнений при добыче нефти // Науч. тр. Второго междунар. симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». –Т.1. – Уфа: Реактив. -2000. – С.166-167.

8. Мухаметшин М.М., Баймухаметов М.К., Гоник А.А., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В. Условия возникновения отложений сульфида железа в добывающих скважинах и методы предотвращения осадкообразования в рабочих органах глубинно-насосного оборудования // «Интервал» (передовые нефтегазовые технологии). –2000. -№ 8 (19). –С.9-14.

9. Гоник А.А., Мухаметшин М.М., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В., Сыркин А.М. Биохимические аспекты сероводородной коррозии нефтепромыслового оборудования и способы борьбы с ней на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Башкирский химический журнал. – 2000. – Т.7. -№ 6. –С.71-75.

10. РД 03-00147275-067-2001. Оценка зараженности нефтепромысловых сред и бактерицидного действия реагентов относительно сульфатовосстанавливающих бактерий. Лабораторные, стендовые и опытно-промышленные испытания // З.Г.Мурзагильдин, К.Р.Низамов, А.А.Калимуллин, А.Х.Сабиров, М.М.Мухаметшин. –Уфа: Башнипинефть, 2001.

11. Мухаметшин М.М., Рогачев М.К. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем на месторождениях сероводородсодержащих нефтей. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. –127с.

Соискатель

М.М.Мухаметшин