

На правах рукописи

ГУРОВ СЕРГЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ  
ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ  
(на примере месторождений Западной Сибири)**

Специальность 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность»  
(нефтегазовая отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа - 2003

Работа выполнена на кафедре «Материаловедение и защита от коррозии»  
Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель доктор технических наук, профессор  
Абдуллин Ильгиз Галеевич.

Официальные оппоненты доктор технических наук, профессор  
Абдрахимов Юнир Рахимович;  
  
кандидат технических наук  
Мурзагильдин Зиннат Гарифович;

Ведущая организация Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР).

Защита состоится «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2003 года в \_\_\_\_\_ на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 в Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2003 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

И.Г. Ибрагимов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы работы.** Промышленная безопасность современного нефтедобывающего предприятия во многом определяется эксплуатационной надежностью нефтепромысловых объектов, наиболее представительными из которых являются трубопроводы систем сбора скважинной продукции и поддержания пластового давления. Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», данные объекты относятся к опасным производственным объектам и требуют повышенного внимания к обеспечению их надежности и безотказности.

Аварии нефтепромысловых трубопроводов сопряжены с выбросами в окружающую среду значительного количества вредных веществ, оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, сопровождаются значительными потерями добываемой продукции и металлофонда.

Анализ литературных данных показывает, что основной причиной отказов нефтепромысловых трубопроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой продукции. В последние годы, в связи с повышением обводненности добываемой нефти и широкого использования методов интенсификации, произошло усиление коррозионной агрессивности перекачиваемой по нефтепромысловым трубопроводам продукции, что привело к значительному росту аварийности в трубопроводных сетях.

В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов во многом зависит от эффективности средств противокоррозионной защиты. Одним из наиболее эффективных и технологичных методов противокоррозионной защиты является ингибиторная защита. Однако, несмотря на значительные успехи в области применения этого вида предотвращения разрушений технологических трубопроводов, их аварийность сохраняется на достаточно высоком уровне, что делает актуальным вопрос повышения эффективности технологии ингибиторной защиты.

Вопросы обеспечения безопасности работы нефтепромысловых трубопроводных систем неразрывно связаны с экономикой: мероприятия по снижению аварийности приводят к снижению эксплуатационных расходов предприятия, но, одновременно, сопряжены со значительными дополнительными затратами. Оптимизация данных затрат является актуальной задачей, решение которой позволит, за счет грамотного распределения материальных и финансовых ресурсов, повысить эффективность средств снижения аварийности.

В этой связи представляются актуальными работы, направленные на повышение эффективности экономически обоснованных мероприятий по снижению аварийности нефтепромысловых трубопроводов, оптимизации связанных с ними затрат и повышение на этой основе безопасности эксплуатации промышленных трубопроводных систем.

**Целью диссертационной работы** является повышение эффективности мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию нефтепромысловых трубопроводов на основе научно и экономически обоснованного выбора средств и методов снижения аварийности.

#### **Задачи исследований:**

1 Анализ причин аварий нефтепромысловых трубопроводов месторождений Западной Сибири.

2 Исследование адсорбционных и защитных свойств ингибиторов коррозии в нефтепромысловых и модельных средах с целью определения области их наиболее эффективного применения.

3 Оценка вероятности аварий промышленных трубопроводов по причине коррозии.

4 Разработка методик научно обоснованного выбора участков промышленных трубопроводов для ингибиторной защиты и оценки ее экономической эффективности.

#### **Научная новизна**

1 Применительно к исследованным объектам выявлен негативный вклад устойчивых скоплений жидкостей глушения и опрессовки в зарождение и раз-

витие коррозионных дефектов на внутренней поверхности промышленных нефтепроводов, транспортирующих низкообводненную продукцию (скорость коррозии порядка 10 мм/год).

2 Получена зависимость, связывающая вероятность аварий промышленных нефтепроводов с концентрацией бикарбонат- и хлор-ионов в попутнодобываемой пластовой воде, скоростью течения и обводненностью продукции, давлением перекачки и сроком эксплуатации, позволяющая определять участки нефтепроводов, требующие применения превентивных мер по обеспечению безопасности их эксплуатации.

3 Получена зависимость, связывающая эффективность ингибиторной защиты со сроком эксплуатации промышленных трубопроводов, позволившая разработать методологию экономического обоснования противокоррозионной защиты.

**На защиту выносятся** научно и экономически обоснованные разработки, направленные на повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов путем совершенствования технологии ингибиторной защиты.

#### **Практическая ценность и реализация работы**

Практическую ценность составляют разработанные методики оценки экономической эффективности ингибиторной защиты нефтепромысловых трубопроводов и патентно-чистый метод оценки адсорбционных свойств ингибиторов коррозии на поверхностях твердых тел неорганического и органического происхождения, позволяющий выбирать ингибиторы коррозии для защиты трубопроводов эксплуатирующихся в условиях гидро-абразивно-коррозионно-механического износа и металла внутренней поверхности сварного соединения трубопроводов с антикоррозионным покрытием.

Указанные разработки используются в Уфимском филиале ООО «ЮганскНИПИнефть» при выполнении проектных и научно-исследовательских работ, направленных на повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов.

### **Апробация работы**

Основные положения работы докладывались на следующих научно-технических семинарах и конференциях: Научно-технических конференциях аспирантов и молодых ученых (г. Уфа, УГНТУ, 2001 – 2003 гг.); научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири. Бурение скважин, добыча нефти и газа. Экономика» (г. Тюмень, 12 – 15 марта 2001г.); региональном научно-практическом семинаре «Ресурсосбережение в нефтегазово-химическом комплексе» (г. Казань, 4 – 6 сентября 2002 г.); школе-семинаре по проблемам механики сплошных сред в системе добычи, сбора, транспорта, переработки нефти и газа (г. Уфа, ИПТЭР, 7-8 октября 2002 г.); IV Конгрессе нефтегазопромышленников России (г. Уфа, УГНТУ, 20 – 23 мая, 2003 г.).

### **Публикации**

По теме диссертационной работы опубликовано 11 печатных работ, в том числе 8 статей, 2 тезиса докладов и 1 патент.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, основных выводов; содержит 170 страниц машинописного текста, 21 таблицу, 56 рисунков, библиографический список использованной литературы из 104 наименований и 2 приложения.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Первая глава** посвящена анализу причин аварийности нефтепромысловых трубопроводов Западной Сибири. В качестве объектов анализа были выбраны нефтепромысловые трубопроводные сети ОАО «Юганскнефтегаз» («ЮНГ»), работающие в характерных для Западной Сибири эксплуатационных условиях.

Основной чертой эксплуатации большинства нефтяных месторождений, входящих в состав ОАО «ЮНГ», является снижение объемов добычи нефти и, как следствие, расслоенный режим течения добываемой продукции по промышленным нефтепроводам. Это, а также старение трубопроводного парка, повышение обводненности добываемой нефти, увеличение содержания механиче-

ских примесей и развитие коррозионноактивного биоценоза привели к повышению коррозионной агрессивности перекачиваемой продукции и увеличению уровня аварийности по причине внутренней коррозии (рисунок 1). При этом просматривается тенденция к повышению доли аварий трубопроводов по причине внутренней коррозии – с 50 % в конце 80-х годов до 95-98 % в данный период. Ежегодно в результате аварийных разливов нефти загрязняется порядка 350 тыс.м<sup>2</sup> территории. Это свидетельствует об актуальности вопросов обеспечения промышленной безопасности на территориях нефтяных месторождений.

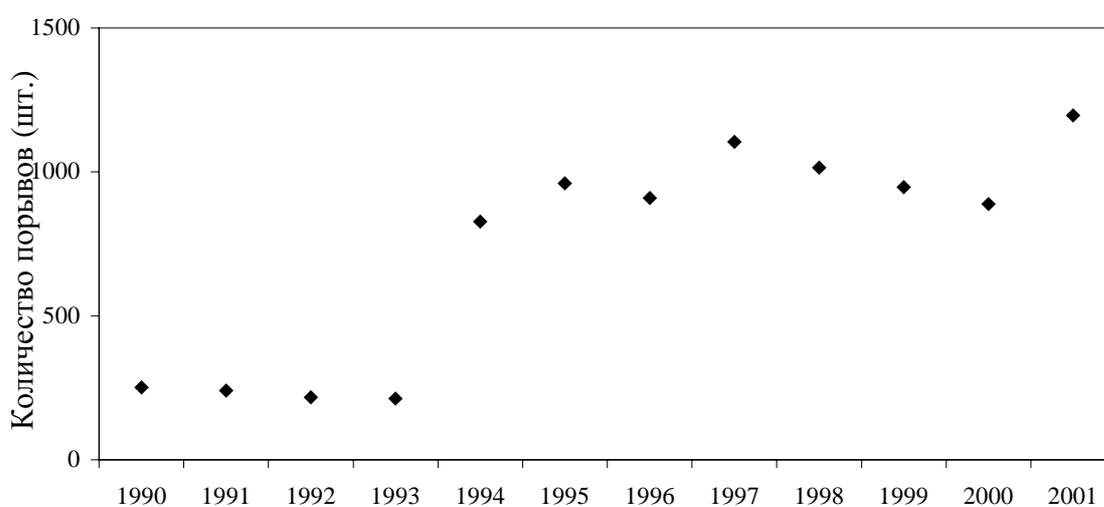


Рисунок 1 - Динамика изменения количества порывов промышленных трубопроводов ОАО "ЮНГ"

Как показал приведенный в работе анализ, скорость локальной коррозии трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД) и промышленных нефтепроводов достигает в некоторых случаях значений 1,3 – 1,4 мм/год, с наиболее вероятными значениями соответственно 0,6 – 0,8 и 0,3 – 0,5 мм/год. На интенсивность развития коррозионных дефектов внутренней поверхности промышленных трубопроводов оказывают влияние содержание в перекачиваемой продукции механических примесей, ионный состав попутно-добываемой пластовой воды, режим течения и наличие коррозионно-активной микрофлоры.

На рисунке 2 представлено распределение частоты порывов промышленных нефтепроводов по различным НГДУ ОАО «ЮНГ» («Мамонтовнефть» - «МН», «Майскнефть» – «МсН», «Юганскнефть» – «ЮН», «Правдинскнефть» – «ПН») - гистограмма, а также доля нефтепроводов в общей их протяженности, экс-

плуатирующихся в расслоенном режиме течения транспортируемой среды (%). Данные рисунка позволяют сделать вывод о значительном влиянии режима течения на риск коррозионных разрушений промышленных нефтепроводов.

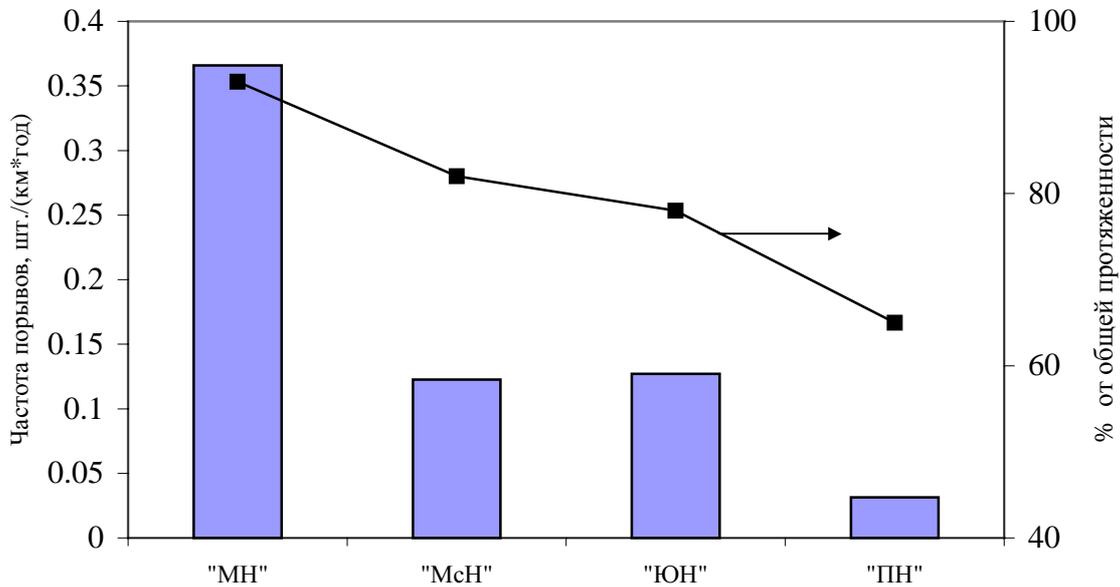


Рисунок 2 - Частота порывов и доля участков с расслоенным режимом течения нефтяной эмульсии в ОАО "ЮНГ"

Проведенный анализ показал значительную биозараженность нефтепромысловых сред ОАО «ЮНГ»: в попутно-добываемых пластовых водах содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) достигает в некоторых случаях  $10^2$  клеток/см<sup>3</sup>, углеводородокисляющих (УОБ) –  $10^7$  клеток/см<sup>3</sup>, тионовых (ТБ) -  $10^3$  клеток/см<sup>3</sup>. В водах системы ППД может содержаться до  $10^6$  клеток/см<sup>3</sup> СВБ. Ускорение коррозионных процессов в присутствии данных микроорганизмов происходит как вследствие непосредственного участия микроорганизмов в коррозионном процессе, так и за счет появления значительного количества продуктов их метаболизма.

В диссертации проведен анализ причин аварий нефтесборных трубопроводов на территории правобережной части Приобского нефтяного месторождения. Выход из строя трубопроводов с толщиной стенки 9 мм произошел менее чем через год после ввода их в эксплуатацию вследствие развития дефектов в виде отдельных язв и канавки на нижней образующей внутренней поверхности трубы. Подобные повреждения характерны для нефтепроводов, транспортирующих продукцию в расслоенном режиме, однако в данном случае по трубо-

проводам осуществлялся транспорт низкообводненной продукции (2 – 4 %), устойчивой к расслоению и выделению коррозионно-агрессивной водной фазы. Поскольку трассировка указанных трубопроводов приурочена к природоохранной зоне, исследование причин аварий, на взгляд автора, актуально в целях снижения рисков подобных аварий.

Было сделано предположение о том, что развитие коррозионных повреждений связано с образованием скоплений воды, использовавшейся для гидроиспытания, которая обычно удаляется с потоком продукции, однако при невысоких скоростях движения жидкости (для исследованных участков ~ 0,7 м/сек), в пониженных местах трассы и перед узлами задвижек остаются водные скопления, даже при малых значениях обводненности продукции. Как показали проведенные в работе расчеты, для полного выноса скоплений водной фазы на рассматриваемом участке необходимы скорости движения более 1,2 – 1,4 м/сек. Другим источником образования водных скоплений являются солевые растворы, применяемые для глушения скважин при проведении ремонтов или гидро-разрыва пласта (до 300 м<sup>3</sup> раствора на скважинную операцию), при этом жидкость после проведения скважинных ремонтных работ попадает в действующие нефтесборные трубопроводы.

Для определения причин аномально высокой скорости коррозии (~ 10 мм/год) был проведен физико-химический анализ состава отложений на внутренней стенке аварийного трубопровода, который позволил выявить в их составе следующие компоненты: кальцит, карбонаты, гипс, кварц, циркон, продукты коррозии, пирит и сульфиды. Кварц и циркон являются порообразующими компонентами, и присутствие их в составе отложений может быть связано с выносом частиц породы коллектора. Микротвердость частиц данных минералов составляет соответственно 11200 и 10470-12760 МПа, диаметр частиц от 0,1 до 0,5 мм. Исследованный образец металла в очаговой зоне разрушения имел микротвердость поверхности 1900 МПа, что свидетельствует о возможности износа поверхности трубы частицами этих минералов, наклепа металла и повышения его коррозионной активности.

Сульфиды, присутствующие в составе отложений, вызывают локализацию коррозионных повреждений и могут являться продуктами сероводородной коррозии. Однако анализ состава водной фазы транспортируемой продукции показал отсутствие в ней растворенного сероводорода. Это позволило сделать предположение о том, что причиной отложения сульфидов железа является жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Для подтверждения сделанного предположения о влиянии микробиологического фактора был произведен посев проб попутно-добываемой пластовой воды и частиц отложений в питательную среду Постгейта. Результаты анализа показали отсутствие культур СВБ в составе самой добываемой продукции. Однако отмечено наличие культур СВБ в составе отложений на внутренней поверхности аварийной трубы. Это в определенной мере подтверждает выдвинутую гипотезу и может служить одной из причин развития локальных коррозионных повреждений.

При гидроиспытании трубопроводов в период строительства использовалась вода поверхностных водоемов (болотная), содержание клеток СВБ в которой, по результатам проведенного в работе анализа, достигает значений  $10^2 - 10^3$  клеток/см<sup>3</sup>. В промежуток времени от гидроиспытания до пуска в работу (2 – 3 месяца) создавались предпосылки для развития на внутренней поверхности трубопровода адгезированных форм СВБ (это подтверждается результатами проведенных в диссертации исследований), что способствовало возникновению локальных коррозионных повреждений. Наличие в составе используемых жидкостей глушения от 180 до 200 мг/л сульфат-ионов также способствует развитию СВБ.

В результате изучения физико-механических свойств металла внутренней поверхности трубы (на глубине ~ 5 мкм) выявлена пониженная, по сравнению с основным металлом, микротвердость стали в районе канавки, что может являться следствием воздействия механических примесей. Механизм данного явления связан с тем, что поверхность трубы подвергалась совместному воздействию процесса микрорезания абразивными частицами, сопровождающегося

наклепом металла, и коррозионной среды в виде водных скоплений. При этом повышается коррозионная активность поверхности металла, что приводит к ускорению процесса растворения наклепанной поверхности и, следовательно, к снижению ее микротвердости вследствие релаксации напряжений. Анализ состава перекачиваемой продукции показал значительное содержание механических частиц в перекачиваемой продукции (200 – 400 г/т), которое значительно возрастает после проведения операции по гидроразрыву пласта - залповые выбросы до 1000 г/т.

Таким образом, аварии данных трубопроводов произошли вследствие образования устойчивых скоплений в пониженных местах трассы воды для гидроиспытания и жидкостей глушения. Интенсификация коррозионных процессов произошла вследствие совместного действия микробиологического и механохимического факторов.

Приведенный в диссертации анализ показал, что основной причиной отказов нефтепромысловых трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием (эпоксидная композиция «Amercoat» завода «ЮКОРТ») является коррозия металла сварного соединения внутренней поверхности трубы по причине низкой эффективности протекторной защиты в виде кольцевого алюминиевого напыления.

Все вышеизложенное существенно снижает ресурс безопасной эксплуатации трубопроводов и требует принятия превентивных мер, снижающих степень риска возникновения аварийных ситуаций. Одним из наиболее эффективных методов снижения аварийности промысловых трубопроводов является ингибиторная защита. Однако, как показал проведенный анализ, эффективность применяемых в ОАО «ЮНГ» ингибиторов коррозии недостаточно высока. По мнению автора, это связано с отсутствием мероприятий по экономически и научно обоснованному выбору реагентов с учетом их свойств, состава и гидродинамических параметров транспортирования промысловых сред.

Для снижения отрицательного воздействия промысловых сред и технологических жидкостей рекомендована научно обоснованная ингибиторная защита

труб без противокоррозионного покрытия и с внутренним противокоррозионным покрытием.

При отсутствии внутреннего покрытия необходим обоснованный подбор ингибиторов коррозии с учетом их адсорбционной устойчивости на поверхности металла трубы для защиты ее от гидроабразивно-коррозионно-механического разрушения. Кроме того, в этих же целях дополнительно рекомендованы периодическая очистка полости трубопроводов, транспортирующих низкообводненную продукцию, например, с использованием гелевых пробок и бактерицидная обработка применяемых жидкостей глушения.

При наличии покрытия, для снижения нецелевого расхода, ингибитор должен преимущественно адсорбироваться на внутренней поверхности стыкового сварного соединения с минимальной адсорбцией на поверхности покрытия.

**Во второй главе** диссертационной работы представлены результаты лабораторных и натурных исследований ингибиторов коррозии.

Для оценки адсорбционных свойств ингибиторов коррозии использовался адаптированный к исследованию процессов адсорбции органических веществ на плоских поверхностях твердых тел метод электрокинетического потенциала (Патент РФ №2209416). Метод основан на представлении о формировании на поверхности любой природы, при контакте с электролитом, молекулярного комплекса, состоящего из гидратированных ионов – ионно-гидратного слоя (ИГС). В процессе адсорбции на поверхности поверхностно-активных молекул ингибитора происходит полное или частичное разрушение ИГС и вытеснение ионно-гидратных комплексов молекулами реагента в раствор. Критерием сравнения адсорбционной устойчивости ингибиторов является количество десорбировавшегося под действием потока электролита реагента, которое пропорционально увеличению молекулярной емкости ИГС.

Молекулярная емкость ИГС пропорциональна значению электрокинетического потенциала, определяемого расчетным путем с использованием замерен-

ных значений потенциала течения в процессе адсорбции и десорбции исследованных реагентов на специально сконструированной проточной ячейке.

Эксперименты проводились на поверхности стали 20 и антикоррозионного покрытия «Amerkoat» для ряда промышленно выпускаемых ингибиторов коррозии.

Сравнение адсорбционных свойств ингибиторов позволило определить ингибиторы, наиболее устойчивые в условиях гидроабразивно-коррозионно-механического износа и, наоборот, минимально адсорбирующиеся на поверхности покрытия «Amerkoat».

На рисунках 3 и 4 в качестве примера представлены кривые изменения емкости ИГС в процессе адсорбции – десорбции ингибитора коррозии Корексит SXT 002 на поверхности углеродистой стали и покрытия «Amerkoat». Восстановление молекулярной емкости ИГС при прекращении подачи реагента в ячейку соответствует доле десорбированного реагента, что характеризует его адсорбционную устойчивость. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 1.

Адсорбционная устойчивость исследованных реагентов на поверхности металла растет в ряду (при температуре 20 °С):

Servo-497 < СНПХ-1004р < И-21ДМ < Азол СИ-130 < Союз 2000 < Сонкор-9701 < Корексит SXT 002.

А на поверхности покрытия убывает в ряду:

Корексит SXT 002 > Союз 2000 > Сонкор-9701 > Азол СИ-130 > СНПХ-1004р > И-21ДМ > Servo-497.

Реагенты с наибольшей адсорбционной устойчивостью на металлической поверхности следует применять для защиты участков трубопроводов без защитного покрытия, транспортирующих продукцию со значительными скоростями потока и высоким содержанием механических примесей, т.е. в условиях, способствующих разрушению «пленки» ингибиторов на поверхности металла.

Реагенты Азол CI-130, СНПХ-1004р, И-21ДМ и Servo-497 можно рекомендовать для защиты трубопроводов с поврежденным внутренним антикоррозионным покрытием, а также для защиты внутренних сварных соединений.

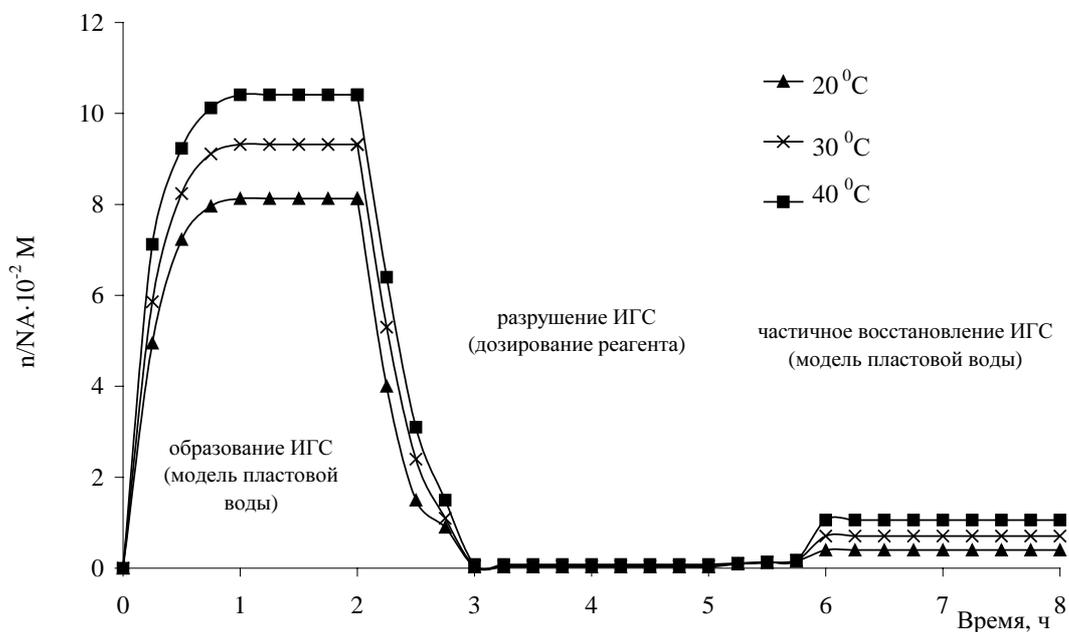


Рисунок 3 - Изменение емкости ИГС в процессе адсорбции и десорбции реагента Коррексит SXT 002 на поверхности углеродистой стали

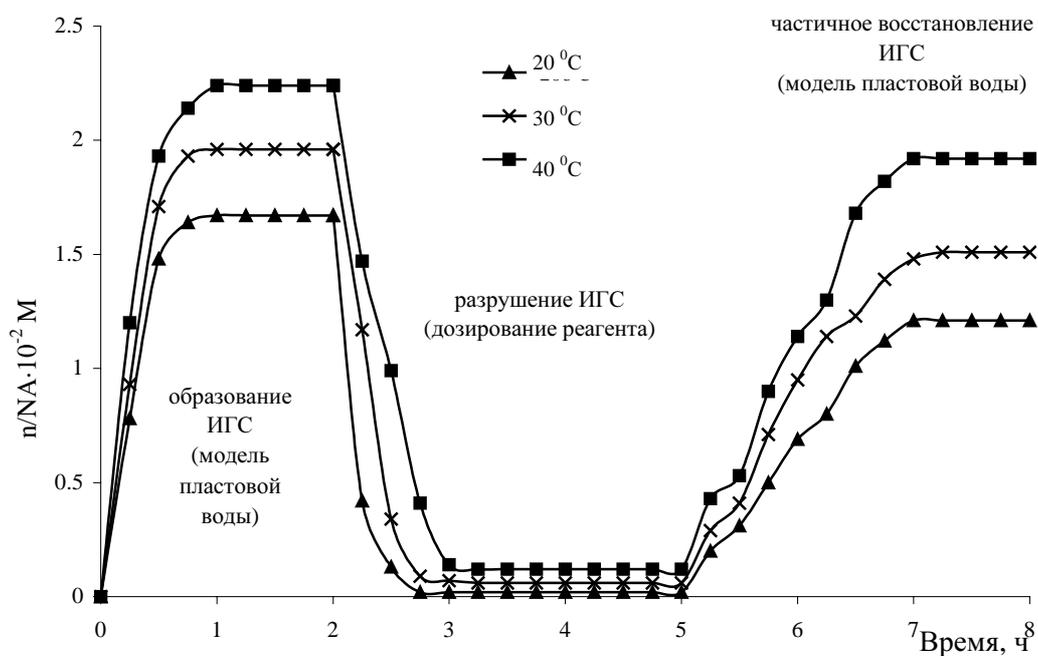


Рисунок 4 - Изменение емкости ИГС в процессе адсорбции и десорбции реагента Коррексит SXT 002 на поверхности покрытия

Таблица 1 – Адсорбционные свойства ингибиторов коррозии

Поверхность	Реагент	Доля десорбировавшегося реагента, %		
		20 °С	30 °С	40 °С
Поверхность стали 20	Корексит SXT 002	4,92	7,62	10,18
	Союз 2000	6,52	8,26	10,28
	Азол CI-130	7,13	9,76	10,47
	СНПХ-1004р	9,47	10,52	10,66
	Servo-497	10,21	13,09	15,66
	И-21ДМ	7,50	9,33	12,30
	Сонкор-9701	5,90	7,40	9,03
Покрытие Amercoat	Корексит SXT 002	72,45	77,04	85,71
	Союз 2000	74,85	80,10	87,05
	Азол CI-130	79,04	85,71	87,94
	СНПХ-1004р	82,63	88,77	89,73
	Servo-497	88,62	90,81	92,85
	И-21ДМ	86,22	87,75	88,39
	Сонкор-9701	75,44	83,67	86,16

В диссертации была сделана попытка выбора ингибитора одинаково эффективного для защиты металла трубопроводов без защитного покрытия и металла сварного соединения трубопроводов с защитным покрытием. Из исследованных реагентов поставленной задаче наиболее соответствует Азол CI-130, обладающий достаточно высокой адсорбционной устойчивостью на металлической поверхности и низкой на поверхности антикоррозионного покрытия.

Поскольку основной причиной снижения ресурса промышленных трубопроводов является внутренняя коррозия, снижение скорости развития коррозионных дефектов при научно обоснованном применении ингибиторов приведет к повышению срока безаварийной эксплуатации пропорционально значению их защитного эффекта.

На основе результатов проведенных лабораторных исследований наиболее эффективные ингибиторы коррозии из представленных выше рядов были испытаны в реальных промышленных средах. Скорость коррозии определялась по потере массы образцов из стали 20 в ингибируемой и контрольной средах в специальных проточных ячейках. При этом защитный эффект всех исследованных реагентов, кроме И-21ДМ, Servo 497 и Союза 2000, в промышленных условиях превышает значение 80 %, при дозировках от 25 до 30 г/т. Кроме того, допол-

нительно исследовался ряд других ингибиторов, из которых Азимут-14Б, ИНК-1, ИНК-2 и СНПХ 6301 показали аналогичные результаты.

Для снижения отрицательного влияния на коррозионную стойкость нефтепромышленного оборудования жидкостей глушения определены наиболее эффективные для этих сред ингибиторы коррозии. На основе проведенных исследований, с учетом значительного отрицательного влияния микробиологического фактора в диссертации, в этих целях, рекомендованы реагенты комплексного действия (ингибиторы коррозии-бактерициды), например СНПХ-1004р, в дозировке 100 г на тонну жидкости глушения, полностью подавляющий планктонные культуры СВБ и обеспечивающий защитный противокоррозионный эффект 82 %.

**В третьей главе** рассматриваются вопросы оптимизации затрат на мероприятия по снижению аварийности нефтепромышленных трубопроводов.

В современных экономических условиях финансовые и материальные средства предприятий ограничены, что предопределяет обоснованность распределения средств, расходуемых для снижения аварийности, в первую очередь, на участках с максимальными рисками аварий. В связи с удаленностью промысловых объектов Западной Сибири от населенных пунктов и, как следствие, низкой вероятностью катастрофических экологических последствий при авариях трубопроводов, возможна количественная оценка рисков аварий трубопроводов в денежном выражении как произведение вероятности аварии и ожидаемого экономического ущерба.

В связи с этим были разработаны методики оценки экономического ущерба от аварий нефтепромышленных трубопроводов и экономической эффективности ингибиторной защиты.

Установлена большая доля косвенного ущерба от недодобычи нефти, затрат на сбор разлитой нефти и рекультивацию загрязненных земель, соизмеримая с затратами на капитальные ремонты трубопроводов.

Для расчета экономической эффективности ингибиторной защиты были введены два коэффициента:  $K_{РЕМ}$  - коэффициент, учитывающий увеличение

срока межремонтного периода трубопровода при внедрении ингибиторной защиты, и коэффициент  $K_{ЭФ}$ , учитывающий снижение количества порывов на участке трубопровода при использовании ингибиторной защиты (показывает реальную эффективность ингибиторной защиты).

Значения коэффициентов получены на основе анализа данных по аварийности нефтепромысловых трубопроводов ОАО «ЮНГ» и составляют:  $K_{РЕМ}$  0,018 – 0,022 (в среднем 0,02), значение  $K_{ЭФ}$  зависит от срока эксплуатации участка трубопровода и находится в пределах от 0,4 до 0,8 (рисунок 5).

Расчет проводится по формуле

$$\mathcal{E} = C_{КПР} \cdot K_{РЕМ} + C_{ПОРср} \cdot n_{бз} \cdot K_{ЭФ} - C_3, \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}$  – среднегодовой экономический эффект;  $C_{КПР}$  – затраты, связанные с проведением последнего капитального ремонта участка трубопровода, приведенные к расчетному году;  $C_{ПОРср}$  – среднегодовое значение затрат, связанных с ликвидацией одного порыва и его последствий;  $n_{бз}$  – количество порывов на участке трубопровода в расчетном году.

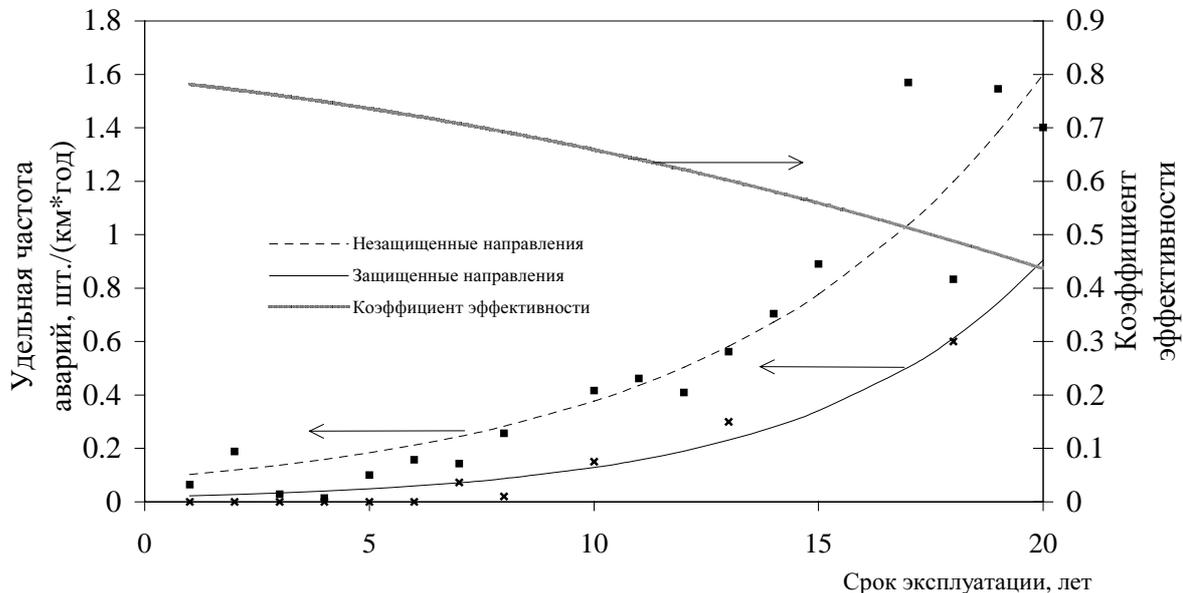


Рисунок 5 - Зависимость частоты порывов и эффективности ингибиторной защиты от срока эксплуатации нефтесборных коллекторов

Анализ данных аварийности, паспортизации трубопроводов, химического состава перекачиваемой продукции и литературных данных показал, что наибольшее влияние на уровень аварийности оказывают следующие факторы: кон-

центрация бикарбонат- и хлор-ионов, скорость течения газоводонефтяной эмульсии, среднее давление в трубопроводе, обводненность нефти и срок эксплуатации трубопровода.

Были определены зависимости удельной частоты аварий на участках нефтепроводов как функции от вышеперечисленных факторов без учета их взаимного влияния. Полученные выражения описываются экспоненциальными уравнениями вида

$$\text{ЧП}_i = A_i \cdot \exp(B_i \cdot Z_i), \quad (2)$$

где  $A_i$ ,  $B_i$  – коэффициенты (см. таблицу 2),  $Z_i$  – значение  $i$ -го фактора.

Затем, на основе данных об аварийности, была найдена вероятность аварии на различных участках трубопровода как функция от значения безразмерного параметра  $K$ , равного сумме зависимостей частот порывов от рассматриваемых факторов:

$$B = 0,0362 \cdot \sum \text{ЧП}_i + 0,0098 = 0,0362 \cdot K + 0,0098. \quad (3)$$

Таблица 2 – Значение коэффициентов  $A_i$  и  $B_i$

Фактор	$A_i$	$B_i$
концентрация $\text{НСО}_3^-$ , мг/л	0,0180	0,0040
концентрация $\text{СГ}$ , мг/л	0,0101	0,0004
скорость течения, м/с	0,1861	-0,3193
давление, МПа	0,1019	0,0321
обводненность, %	0,0107	0,0318
срок эксплуатации, год	0,0890	0,1444

Из рисунка б виден монотонный рост вероятности аварии при увеличении расчетного параметра  $K$ . Причем вероятность аварии может достигать значения 0,6. Это значит, что на шести из десяти участков со значением параметра  $K$ , лежащего в пределах 1,7 – 1,8, возможна авария по причине коррозии. В таблице 3 показано принятое автором распределение опасности аварии в зависимости от ее вероятности.

Проведенные в работе расчеты (таблица 4) показывают большую опасность коррозионных отказов на территории НГДУ «МН» по сравнению с «МсН». Это связано с меньшей агрессивностью перекачиваемой по нефтепроводам НГДУ «МсН» продукции и более низким средним сроком эксплуатации

трубопроводов. Результаты расчетов подтверждает информация по аварийности: удельная частота порывов промышленных нефтепроводов в НГДУ «МсН» и «МН» в 2000 году составила соответственно 0,134 и 0,294 шт./(км·год).

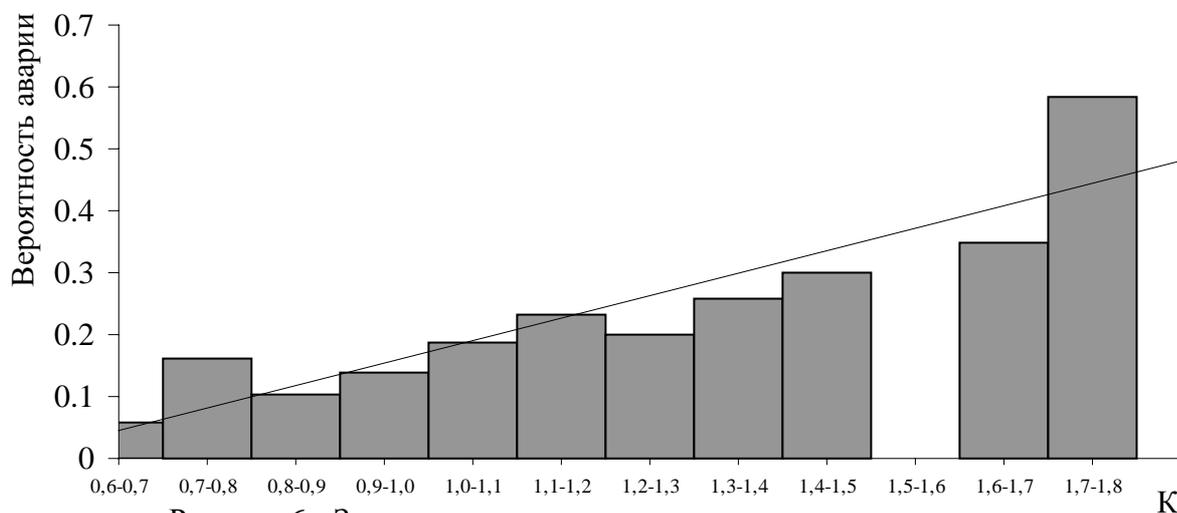


Рисунок 6 - Зависимость вероятности возникновения порыва от значения безразмерного параметра К

Таблица 3 - Классификация участков по опасности порыва

Вероятность порыва	Опасность порыва
<0,1	низкая
0,1 – 0,25	средняя
0,25 – 0,5	высокая
>0,5	очень высокая

Таблица 4 – Распределение участков нефтесборных коллекторов по опасности порыва, % от общей протяженности

Опасность порыва	НГДУ «МсН»	НГДУ «МН»
Низкая	47,1	4,9
Средняя	38,3	64,4
Высокая	6,5	16,2
Очень высокая	8,1	14,4

Условием экономической целесообразности противокоррозионных мероприятий является положительное значение экономического эффекта (Э), равного разнице прогнозного предотвращенного ущерба (ΔУ) и затрат на защиту (З):

$$\text{Э} = \Delta\text{У} - \text{З} \geq 0 \quad (4)$$

или

$$\text{Э} = C_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{РЕМ}} + P \cdot K_{\text{ЭФ}} - \text{З} \geq 0, \quad (5)$$

где  $P$  – экономический риск аварии.

Анализ информации по авариям промысловых нефтепроводов ОАО «ЮНГ» показал, что экономический ущерб от прямых, косвенных потерь нефти и ремонта аварийных участков трубопроводов в основном зависит от объемов перекачиваемой нефти. Зависимость ущерба от объемов перекачки нефти выражается формулой

$$Y = 0,35 \cdot Q_n = 0,35 \cdot Q_{ж} \cdot (1 - n), \quad (6)$$

где  $n$  – обводненность, доли ед.

График на рисунке 7, полученный для средних по ОАО «ЮНГ» значений экономических рисков от аварий промысловых нефтепроводов, показывает области экономической целесообразности применения ингибиторов коррозии в зависимости от расхода нефти, обводненности и диаметра трубопровода.

При рассмотрении различных объемов внедрения средств снижения аварийности по причине коррозии получено значение оптимальных затрат на противокоррозионные мероприятия для ОАО «Юганскнефтегаз» - ~300 млн. р./год (с учетом старения трубопроводного парка, протяженности защищенных направлений, средней эффективности защиты). За оптимум затрат принята точка, соответствующая минимуму результирующей кривой суммы прогнозного ущерба от коррозии и затрат на противокоррозионные мероприятия (рисунок 8).

На основе полученных результатов разработаны для Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть» и ОАО «ЮНГ»:

- «Методические указания для расчета ущерба от коррозии, экономической эффективности ингибиторной защиты и экономически обоснованного межремонтного периода трубопроводов системы нефтесбора»;

- «Методика расчета ущерба от коррозии и экономической эффективности ингибиторной защиты в системе ППД».

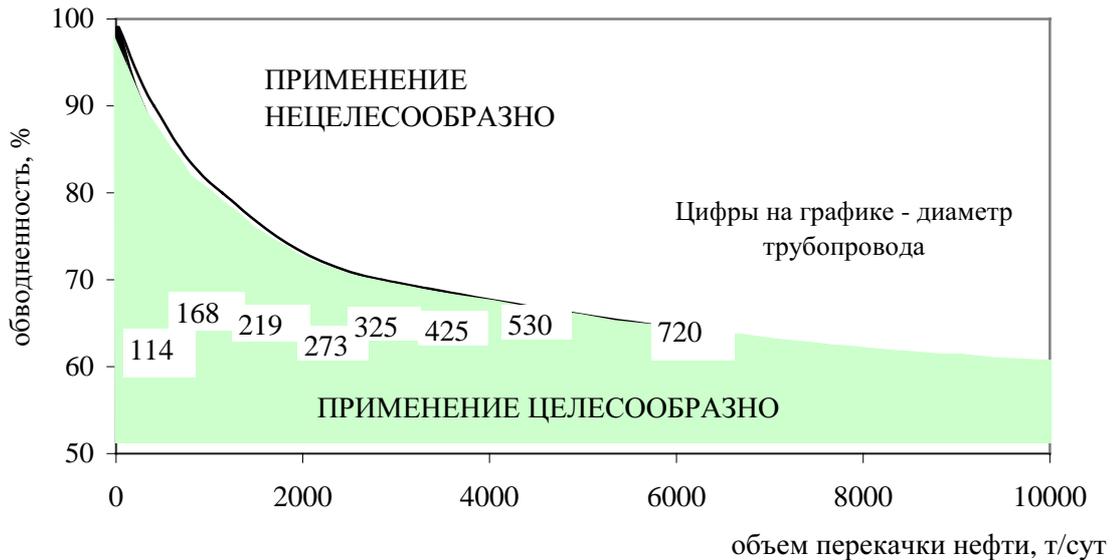


Рисунок 7 – Область экономической целесообразности применения ингибиторов для защиты нефтесборных трубопроводов ОАО «Юганскнефтегаз».

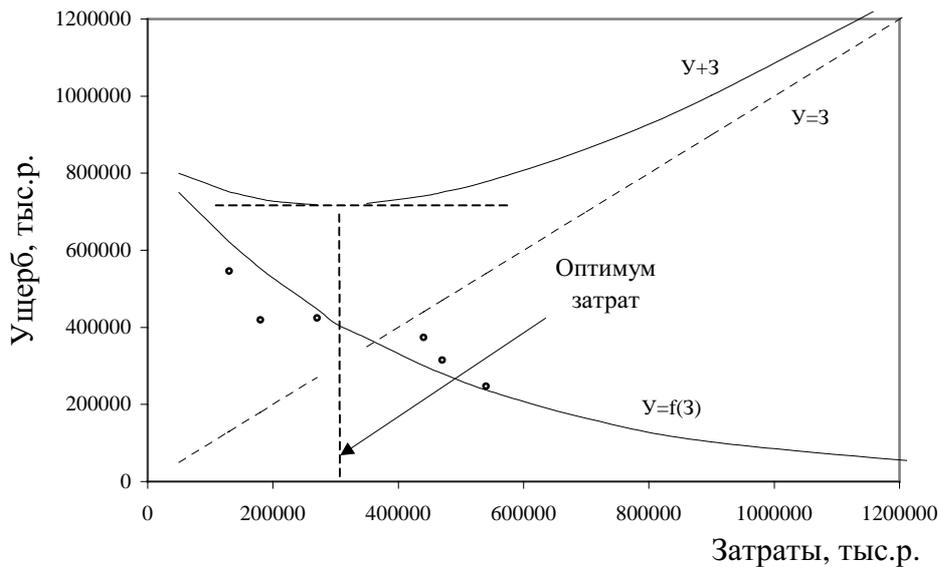


Рисунок 8 - Соотношение затрат на эксплуатацию средств противокоррозионной защиты и ущерба от аварий трубопроводов

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1 Зарождение и развитие коррозионных дефектов в виде отдельных язв и канавки в районе нижней образующей внутренней поверхности трубопроводов, транспортирующих низкообводненную продукцию, связано с образованием устойчивых скоплений технологических жидкостей (глушения и опрессовки) и интенсифицируется вследствие совместного действия микробиологического

(адгезированные формы СВБ) и механохимического (механические примеси в составе продукции) факторов.

2 В результате проведенных исследований выявлены наиболее эффективные ингибиторы коррозии в условиях гидроабразивно-коррозионно-механического износа металла, располагающиеся по мере роста их адсорбционной устойчивости в ряду: Servo-497 < СНПХ-1004р < И-21ДМ < Азол СИ-130 < Союз 2000 < Сонкор-9701 < Корексит SXT 002. Для защиты металла сварного соединения трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием рекомендованы реагенты Азол СИ-130, СНПХ-1004р, И-21ДМ и Servo-497, обладающие минимальной устойчивостью на поверхности исследованного покрытия. Из исследованных реагентов Азол СИ-130 наиболее соответствует одной из поставленных задач: обладает достаточно высокой адсорбционной устойчивостью на металлической поверхности и низкой на поверхности антикоррозионного покрытия.

В целях снижения коррозионной агрессивности технологических сред с явно выраженными микробиологическими свойствами рекомендованы ингибиторы-бактерициды, наиболее эффективным из исследованных является СНПХ-1004р.

3 Получена зависимость вероятности отказов промышленных трубопроводов от технологических параметров, позволяющая прогнозировать их аварийность с учетом химического состава попутно-добываемой пластовой воды, обводненности продукции, срока эксплуатации участка трубопровода, давления и скорости перекачки.

4 На основе полученной в работе зависимости эффективности ингибиторной защиты от срока эксплуатации трубопровода для Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть» разработаны методики по оценке экономической эффективности и обоснованности ингибиторной защиты нефтепромысловых трубопроводов.

Определены области экономической целесообразности применения ингибиторной защиты промысловых нефтепроводов в зависимости от диаметра тру-

бопровода, обводненности и объема перекачки нефти. Для ОАО «ЮНГ» определено оптимальное значение затрат на противокоррозионные мероприятия, которое составляет ~ 300 млн. р./год.

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

1 Гуров С.А., Даминов А.А. Исследование защитных свойств новых ингибиторов коррозии и разработка рекомендаций по их применению // Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири. Бурение скважин, добыча нефти и газа. Экономика: Докл. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (12 – 15 марта 2001 г.). – Тюмень, 2001. – С. 103 – 105.

2 Даминов А.А., Рагулин В.В., Гуров С.А., Смолянец Е.Ф. Анализ результатов применения технологии комплексной защиты оборудования от биокоррозии и биозараженности в ОАО «Юганскнефтегаз» //Вестн. инжинирингового центра ЮКОС. - 2002. - № 4. – С. 7 – 8.

3 Гуров С.А., Даминов А.А., Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф. Мониторинг коррозионного состояния трубопроводов системы нефтесбора НГДУ «Мамонтовнефть» и «Майскнефть» //Вестн. инжинирингового центра ЮКОС. – 2002. - № 4. – С. 9 - 11.

4 Леонов В.В., Гуров С.А., Даминов А.А., и др. Определение адгезионных свойств ингибиторов коррозии методами электрохимии // Вестн. инжинирингового центра ЮКОС. - 2002. - № 4. – С.16 – 18.

5 Гуров С.А., Даминов А.А., Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф. Оценка экономической целесообразности применения противокоррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов // Интервал. - 2002. - № 10. – С. 65 – 67.

6 Гуров С.А., Даминов А.А. Методологические основы оценки экономической эффективности противокоррозионных мероприятий в трубопроводных системах нефтяных месторождений // Ресурсосбережение в нефтегазово-химическом комплексе: Тр. регион. науч.-практ. семинара (4 – 6 сентября 2002 г.). – Казань, 2002. – С. 95 – 100.

7 Гуров С.А., Даминов А.А., Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф. Экономическое обоснование применения ингибиторной защиты в системе нефтесбора // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 12. – С. 120 – 121.

8 Даминов А.А., Рагулин В.В., Гуров С.А. Анализ причин ускоренного выхода из строя нефтесборного коллектора месторождения ОАО «Юганскнефтегаз» // Науч.-техн. вестн. ЮКОС. - 2003. - № 6. – С.50 – 54.

9 Гуров С.А., Даминов А.А., Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф. Мониторинг коррозионной агрессивности перекачиваемой продукции Первомайского месторождения // Науч.-техн. вестн. ЮКОС. - 2003. - № 6. – С.55 – 57.

10 Гуров С.А. Исследование адсорбционных свойств ингибиторов коррозии методом электрокинетического потенциала // IV Конгресс нефтегазовых промышленников России. Секция «Наука и образование в нефтегазовом комплексе»: Сб. науч. ст. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – С. 46 - 50.

11 Пат. 2209416 РФ, МКИ G 01 N 17/00. Способ определения адгезионной устойчивости ингибиторов коррозии на поверхности металла / В.В. Леонов, С.А. Гуров и др. - № 2002105543/28; Заяв. 12.04.02; Оpubл. 27.07.03, Бюл. № 21. – 5с.

Соискатель

С.А. Гуров

Подписано в печать . Бумага газетная. Формат 60x84 1/16.

Гарнитура «Таймс». Печать трафаретная. Усл.-печ.л. . Уч.-изд.л.

Тираж экз. Заказ

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического университета

Адрес издательства и типографии:

450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.