

НУРГАЛИЕВ ДАМИР МИРГАЛИЕВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ  
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА ОГКМ В ПЕРИОД  
ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Специальность 25.00.19 -  
Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа 2002

Работа выполнена в ООО “Оренбурггазпром” и  
Оренбургском государственном университете

Научные руководители: доктор технических наук,  
профессор Кушнаренко В.М.

доктор технических наук  
Гафаров Н.А.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,  
профессор Абдуллин И.Г.

кандидат технических наук  
Файзуллин С.М.

Ведущая организация: ВОЛГОУРАЛНИПИГАЗ, г. Оренбург

Защита состоится 27 июня 2002 г. в 10 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С содержанием диссертации можно ознакомиться в библиотеке университета.

Автореферат разослан “\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2002 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
доктор технических наук,  
профессор

Матвеев Ю.Г.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** Одно из крупнейших в России Оренбургское газоконденсатное месторождение (ОГКМ) в настоящее время находится в периоде падающей добычи углеводородного сырья. Особенностью месторождения является то, что в составе продукции содержатся такие агрессивные компоненты, как сероводород и углекислый газ. Период падающей добычи газа и конденсата сопровождается значительным выносом с продукцией скважин пластовой минерализованной воды, что способствует повышению коррозионной активности среды.

За более чем 20-летний период непрерывной работы на ОГКМ накоплен значительный опыт по различным аспектам эксплуатации месторождения. Ряд проблем, возникавших на разных стадиях освоения и эксплуатации ОГКМ, в основном успешно разрешались. Тем не менее, некоторые из них не только продолжают оставаться актуальными, но и приобретают острый проблемный характер. К ним, в частности, относится проблема оценки технического состояния, обеспечения надежности и безопасной эксплуатации газопроводов и оборудования на стадии падающей добычи газа. Последнее в большей степени относится к соединительным газопроводам диаметром 720 мм УКПГ-ГПЗ, транспортирующим неочищенный сероводородсодержащий газ.

К настоящему времени соединительные трубопроводы уже выработали нормативный срок эксплуатации, что вызывает озабоченность их коррозионным состоянием. Кроме того, падение пластового давления приводит к ухудшению промысловой подготовки газа, проводимой методом низкотемпературной сепарации (НТС) за счет “дроссель-эффекта”. Это, в свою очередь, сопровождается повышением влагосодержания транспортируемого газа, вплоть до 100 %-ной влажности и, как следствие, активизацией коррозионных процессов в газопроводах.

Поршневой метод ингибирования газопроводов с использованием одного разделительного поршня, проталкивающего перед собой слабо концентрированный раствор ингибитора, не позволяет обеспечить качественного ингибирования всей поверхности газопровода. Это вызвано тем, что с уменьшением объемов транспортируемого газа уменьшились скорости потоков в газопроводах ниже 5 м/с, при которых обеспечивалось необходимое качество ингибирования. В этих условиях эффективным способом ингибирования может быть аэрозольный, который предполагает создание защитной пленки на внутренней поверхности газопроводов путем осаждения диспергированных частиц ингибитора в результате распыления ингибиторного раствора с помощью специальных форсунок.

Проблема дальнейшей безаварийной эксплуатации соединительных трубопроводов УКПГ-ГПЗ требует исследования их коррозионного состояния и работоспособности с использованием диагностических методов, одним из перспективных направлений которых является внутритрубная диагностика приборами-дефектоскопами, а также разработка методов повышения эффективности ингибиторной защиты газопроводов.

В связи с изложенным решение указанных проблем повышения надежности эксплуатации газопроводов в период падающей добычи газа представляет особый научный и практический интерес и является весьма актуальной задачей.

Работа выполнена в соответствии с приоритетным направлением развития науки и техники “Технология обеспечения безопасности продукции, производства и объектов” (2728 п-п 8 от 21.07.96) и постановлением правительства РФ от 16.11.96 № 1369 по проведению в 1997-2000 гг. внутритрубной диагностики трубопроводов в пределах территорий Уральского региона и Тюменской области.

**Цель работы:** Разработка методов проведения и оценки результатов внутритрубной диагностики и технологии аэрозольного ингибирования, повышающих надежность соединительных газоконденсатопроводов в условиях 100 % -ной влажности.

**Задачи исследования:**

1. Определить техническое и коррозионное состояние соединительных газоконденсатопроводов после 20-летнего периода эксплуатации и провести анализ причин разрушений и отказов трубопроводов.

2. Разработать классификацию дефектов трубопроводов по данным внутритрубной дефектоскопии и определить предельные прочностные характеристики дефектных труб.

3. Разработать методику технического диагностирования трубопроводов с оценкой потенциальной опасности дефектов трубопроводов.

4. Исследовать влияние технологических факторов на формирование ингибиторной пленки при аэрозольном ингибировании газопроводов и разработать технологию аэрозольного ингибирования соединительных газопроводов.

**Основные методы исследований.** В работе использованы методы компьютерного анализа и обработки данных, коррозионно-механические, лабораторные и стендовые испытания, металлографические и физические методы исследований, теоретические исследования с привлечением методов математического моделирования.

**Научная новизна:**

1. Впервые установлены критерии отличия эксплуатационных дефектов от технологических: металлургических утонений от коррозионной потери металла, металлургических расслоений или включений от водородных расслоений, для последних характерно наличие на внутренней и наружной стенке трубопровода язвенной коррозии металла.

2. Разработана методика прочностных расчетов нетрещиноподобных поверхностных и внутренних дефектов на основе модифицированных уравнений Баттелля.

3. Предложена классификация дефектов трубопроводов, учитывающая отличие металлургических дефектов от эксплуатационных и прочностные характеристики металла дефектных труб при оценке потенциальной опасности дефектных участков трубопроводов.

4. Построена математическая модель процесса аэрозольного нанесения ингибиторной пленки на внутреннюю поверхность газопровода и получены зависимости влияния технологических факторов на скорость образования ингибиторной пленки по длине газопровода.

**На защиту выносятся:** теоретическое обобщение известных и полученных автором результатов исследований технического состояния трубопроводов и оценки потенциальной опасности дефектов трубопроводов, результаты экспериментальных исследований и практические рекомендации по диагностированию и повышению надежности газопроводов сероводородсодержащего газа.

**Практическая значимость.** Разработана технология проведения внутритрубой дефектоскопии путем пропуска снаряда–дефектоскопа в жидкостной пробке, которая нашла применение не только в России, но и за рубежом.

Создано устройство для исследования газожидкостных потоков в действующих трубопроводах и рекомендованы режимы аэрозольного ингибирования соединительных газопроводов, которые вошли в “Положение по ингибиторной защите и коррозионному контролю промышленного оборудования и коммуникаций в системе “скважина–шлейф–УКПГ–ДКС - соединительный газонефтеконденсатопровод ОГКМ”.

Результаты исследований позволили повысить объективность оценки потенциальной опасности дефектов, существенно сократить намеченные объемы ремонтных работ и были использованы при разработке “Положения о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия “Оренбурггазпром”, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред”, утвержденного РАО «Газпром» и Госгортехнадзором РФ.

Годовой экономический эффект от внедрения результатов исследования в ООО “Оренбурггазпром” составил 1 млн. 116 тыс. рублей.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертации доложены и обсуждены:

- на заседании выездной секции НТС РАО «Газпром» по теме “Основные направления в решении проблем безопасной эксплуатации ОГКМ при 100 %-ной влажности газа в системе промысел - ГПЗ” (Оренбург, 1994 г.);

- на Международных деловых встречах: “Диагностика-95” (Ялта, 1995г.); “Диагностика-96”; (Ялта, 1996 г.); “Диагностика-97” (Ялта, 1997 г.); “Диагностика - 98” (Сочи, 1998 г.);

- на отраслевом совещании РАО «Газпром» по защите от коррозии (Москва, 1996 г.);

- на научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ООО “Оренбурггазпром” (Оренбург, 1997 г.);

- на Международном научно–техническом семинаре “Проблемы диагностирования и оценки остаточного ресурса оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородсодержащих средах” (Оренбург, 1998 г.);

- на Международной научно-технической конференции "Анализ диагностических работ за 1998 г. на объектах ООО "Оренбурггазпром" и перспективы их совершенствования в 1999 г. на примере ОНГКМ" (Оренбург, 1999 г.);

- на отраслевом совещании РАО «Газпром» “Современные методы, обеспечивающие эффективную защиту от коррозии с использованием коррозионного мониторинга” (Москва, 1999 г.).

**Публикации.** По материалам диссертационной работы опубликовано 25 печатных работ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы и приложений. Содержание работы изложено на 165 страницах, включая 66 рисунков и 17 таблиц. Список использованной литературы включает 218 наименований.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследования, показана научная новизна и практическая значимость результатов проведенных исследований.

**В первой главе** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и основные задачи исследований, дан анализ условий работы соединительных газоконденсатопроводов ОГКМ.

ОГКМ, открытое в 1966 г., является необычным как по своим физическим параметрам (высокое пластовое давление, составлявшее в начале эксплуатации 20,6 МПа, пластовая температура до 303-305 К), так и по содержанию в составе агрессивных компонентов, таких, как сероводород и углекислый газ. Содержание сероводорода в газе изменяется по площади месторождения: в западной и центральной части в пределах 1,4-1,8 %, в восточной - до 4,7 %; содержание углекислого газа достигает 1,5 %. Протяженность газопроводов от УКПГ до ОГПЗ составляет 28–50 км, общая их протяженность – 823 км.

Газотранспортная система представляет собой сложное инженерное сооружение, состоящее из многониточных коридоров трубопроводов и большого количества узлов приема и запуска поршней, надводных, подводных и балочных переходов, большого количества запорной арматуры, перемычек, факельных и амбарных линий. Защита газопроводов от воздействия агрессивных компонентов осуществляется методом поршневого ингибирования, что в настоящее время не является эффективным. Противокоррозионная защита наружной поверхности соединительных газоконденсатопроводов проводится пленочной изоляцией (пассивная защита) в комплексе с электрохимической (катодной) защитой.

В начальный период эксплуатации месторождения для контроля коррозионного состояния трубопроводов использовали образцы-свидетели, пальчиковые водородные зонды, зонды электросопротивления типа СК-3, периодически велся контроль содержания ионов железа в жидких средах. С 1983 г. согласно “Временному регламенту и нормам оценки технического состояния трубопроводов” осуществляется дефектоскопия трубопроводов в шурфах с помощью ультразвуковых дефектоскопов и толщиномеров. Кроме этого, периодически проводились вырезки катушек с целью определения изменений механических

свойств металла. Однако ни один из приведенных методов контроля не отражает реального коррозионного состояния трубопроводов.

Несмотря на комплекс противокоррозионных мероприятий, при эксплуатации газоконденсатопроводов наблюдаются коррозионные повреждения и отказы трубопроводов. Основными причинами отказов являются сероводородное растрескивание и водородное расслоение металла. Отказы трубопроводов составляют 11,95 % от общего числа разрушений промышленных металлоконструкций и являются наиболее опасными, так как могут привести к аварийной ситуации и выбросу сероводородсодержащего газа в атмосферу.

Различные аспекты надежности и безопасности трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды, отражены в работах Стеклова О.И., Кушнаренко В.М., Харионовского В.В., Перунова Б.В., Антонова В.Г., Kiefner J.F., Vieth P.H. и др.

**Во второй главе** дается краткая характеристика наиболее распространенных для внутритрубной диагностики ультразвуковых и магнитных снарядов-дефектоскопов. Приведены их достоинства и недостатки. Проанализировав возможности и условия предоставления услуг различными фирмами, с учетом собственных потребностей и возможностей было отдано предпочтение германской фирме “Pipetronix”, которая является разработчиком как магнитных (типа Magnescan), так и ультразвуковых (типа Ultrascan) снарядов-дефектоскопов. С учетом всех факторов, а также специфики проявления коррозии на ОГКМ обосновано применение ультразвукового метода инспекции.

С целью обеспечения возможности применения ультразвуковых дефектоскопов Ultrascan для диагностики состояния трубопроводов, транспортирующих газ и нестабильный конденсат, разработана и впервые предложена технология пропуска снаряда в жидкой пробке. Для предотвращения попадания газа на сенсоронеситель прибора Ultrascan и получения качественной записи данных при создании жидкостной пробки использовали гель. Для исключения столкновения поршней со снарядом-дефектоскопом предложена многосекционная структура заполнения жидкостью.

Представлены результаты внутритрубной ультразвуковой дефектоскопии соединительных газоконденсатопроводов. Обследовано 766,7 км газопроводов, зафиксировано около 17,5 тыс. дефектов различных видов и категорий опасности. Установлено, что 58,9 % представляют собой неметаллические включения, т.е. металлургические дефекты. Коррозионные повреждения на внутренней поверхности газопроводов составляют всего 1,9 %, тогда как на наружной поверхности – 15,4 %. Дефектов типа расслоений насчитывается 26,9 %. На рис. 1 представлено изображение одного из водородных расслоений, фиксируемых снарядом дефектоскопом Ultrascan WM. Изменение глубины повреждения металла в плане обозначается разным цветом, что значительно облегчает их первоначальную оценку.

Приведена плотность распределения суммарного количества внутренних (металлургических) дефектов. Наибольшая плотность внутренних дефектов приходится на газопроводы УКПГ-7 (I н.), УКПГ-3 (I н.) и УКПГ-6 (I н.), построенные, в основном, из труб фирм Pont a Mousson и Vallourec (Франция).

Минимальная плотность таких дефектов наблюдается на газопроводах из труб фирм Kawasaki Steel Corporation и Nippon Steel Corporation (Япония), что может быть объяснено более жесткими требованиями к качеству труб данной поставки. Основными дефектами конденсатопроводов являются потеря металла (55,3 %) и изменение толщины стенки трубопроводов (40,3 %). Дефектов типа “вмятина” и “расслоение” зафиксировано не более 6 %.

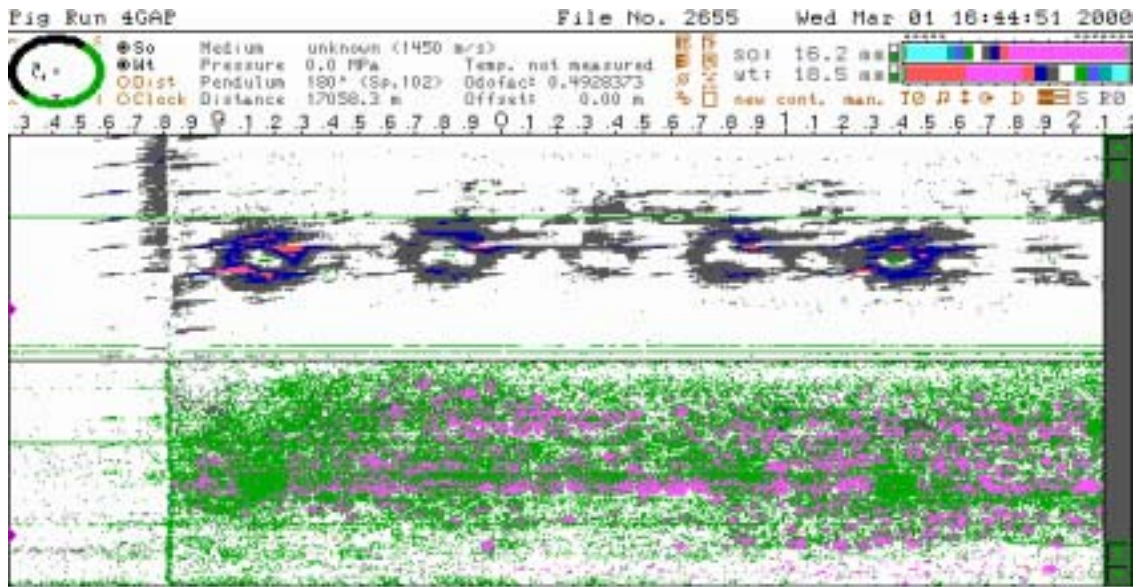


Рис. 1. Изображение водородного расслоения, выявленного внутритрубной ультразвуковой дефектоскопией

Металлографический анализ образцов металла, вырезанных на участках утонения труб конденсатопроводов, показал, что утонения являются дефектами прокатки металла. В отличие от газопроводов в конденсатопроводах практически отсутствуют такие дефекты, как протяженные неметаллические включения и металлургические расслоения.

Представлен анализ изменения коррозионного состояния соединительных газопроводов по результатам их повторной внутритрубной дефектоскопии, проведенной с интервалом в 3-9 лет. Статистическая обработка результатов повторных пропусков приборов-дефектоскопов показала, что в металле газопроводов наблюдается увеличение количества дефектов типа «потеря металла». Возрастание количества коррозионных дефектов произошло как на внутренней, так и на наружной поверхности газопроводов, а их соотношение сохранилось. Однако интенсивность коррозионного процесса на наружной поверхности выше, чем на внутренней. Детальное изучение данных внутритрубной дефектоскопии показало, что 73 % наружных дефектов металла этих газопроводов расположены на участках трассы с порывами изоляции. Из них 50 % дефектов имеют глубину более 2,0 мм, причем основная часть этих дефектов располагается по нижней образующей газопроводов. На рис. 2 показано увеличение количества дефектов, образовавшихся между проходами дефектоскопа-снаряда на



внутренней поверхности газопровода УКПГ-8 - ГПЗ (2 н.). Анализ распределения количества дефектов на внутренней поверхности соединительных газопроводов по результатам повторных прогонов снарядов-дефектоскопов показал, что увеличение числа дефектов произошло неравномерно по длине газопроводов, а именно: на тех участках, где при первом прогоне дефектоскопа зафиксировано наибольшее их количество.

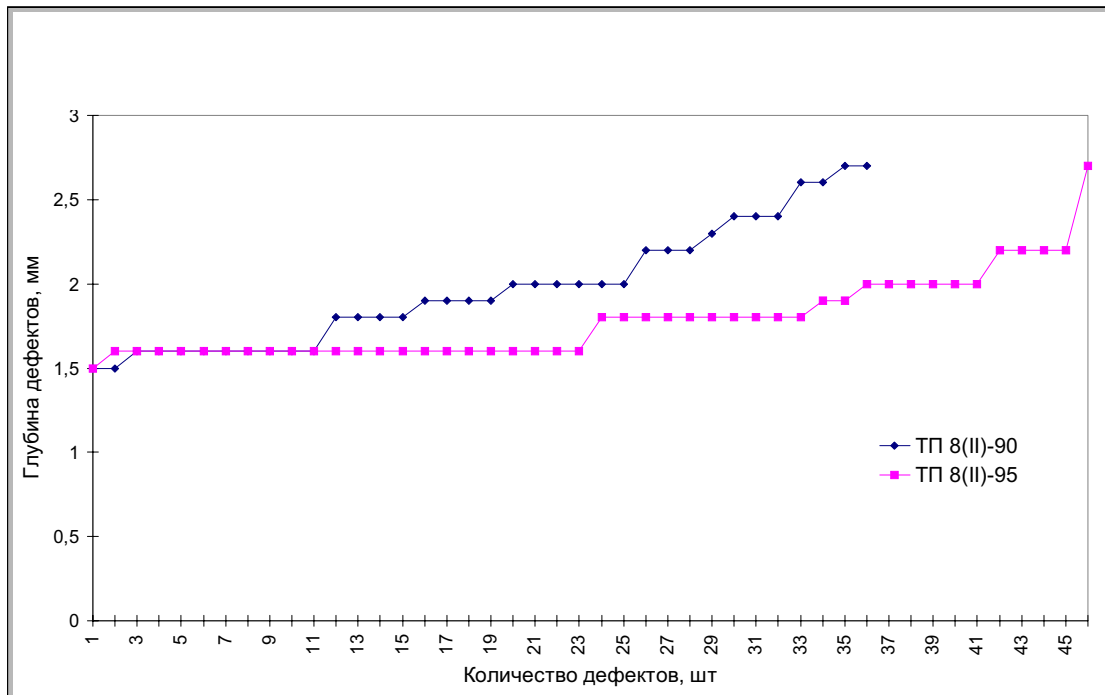


Рис. 2. Изменение количества дефектов на внутренней поверхности газопровода УКПГ-8 - ГПЗ по результатам внутритрубной дефектоскопии

**Третья глава** посвящена оценке потенциальной опасности дефектов и определению характеристик надежности трубопроводов. Отмечено, что при очевидной прогрессивности подхода и практической ценности на момент первоначальной оценки технического состояния газопроводов существующая шестибалльная классификация не учитывает ряд положений. Во-первых, нет обоснованного разделения металлургических дефектов и дефектов, возникших в процессе эксплуатации трубопроводов. Во-вторых, как показали результаты натурных испытаний, прочностные свойства дефектных участков трубопроводов 5-й категории обеспечивают не менее чем двукратное отношение рабочего давления к разрушающему. В-третьих, четыре участка трубопроводов 5-й категории с внутренними дефектами, расположенными в металле стенки труб в разных плоскостях, проработали до вырезки более трех лет.

Установлены отличительные признаки водородных и металлургических расслоений, которые заключаются в том, что у водородных расслоений отношение длины к величине его раскрытия составляет 5-60, тогда как для металлургических расслоений это отношение достигает 40-300, т.е. значительно больше. Кроме того, для водородных расслоений характерно наличие язвенной коррозии металла на внутренней и наружной поверхностях труб.

Исследования дефектных участков трубопроводов позволили заключить, что более 80 % дефектов, идентифицированных как эксплуатационные водородные расслоения, на самом деле являются металлургическими расслоениями и неметаллическими включениями.

На рис. 3 представлены данные по количеству дефектов, подлежащих вырезке в соответствии с предложенной автором трехбалльной классификацией, в сравнении с результатами ранжирования дефектов по классификации ВНИИ-Нефтемаша.

На основании результатов металлографических исследований, лабораторных и натурных испытаний, компьютерного анализа сканов внутритрубной дефектоскопии, а также данных проведенных расчетов предложено выявленные дефекты классифицировать на следующие три категории в зависимости от условия  $P_{раз.} > nP_{факт.}$  ( $P_{раз.}$  – разрушающее давление, МПа;  $P_{факт.}$  – фактическое давление, МПа;  $n$  – коэффициент запаса прочности):

- 1 – неопасные дефекты, которые не требуют вырезки, если  $n > n_{доп.}$ ;
- 2 – потенциально опасные дефекты, требующие планового ремонта, если  $2,2 < n < n_{доп.}$ ;
- 3 – опасные дефекты, требующие срочного ремонта, если  $n < 2,2$ .

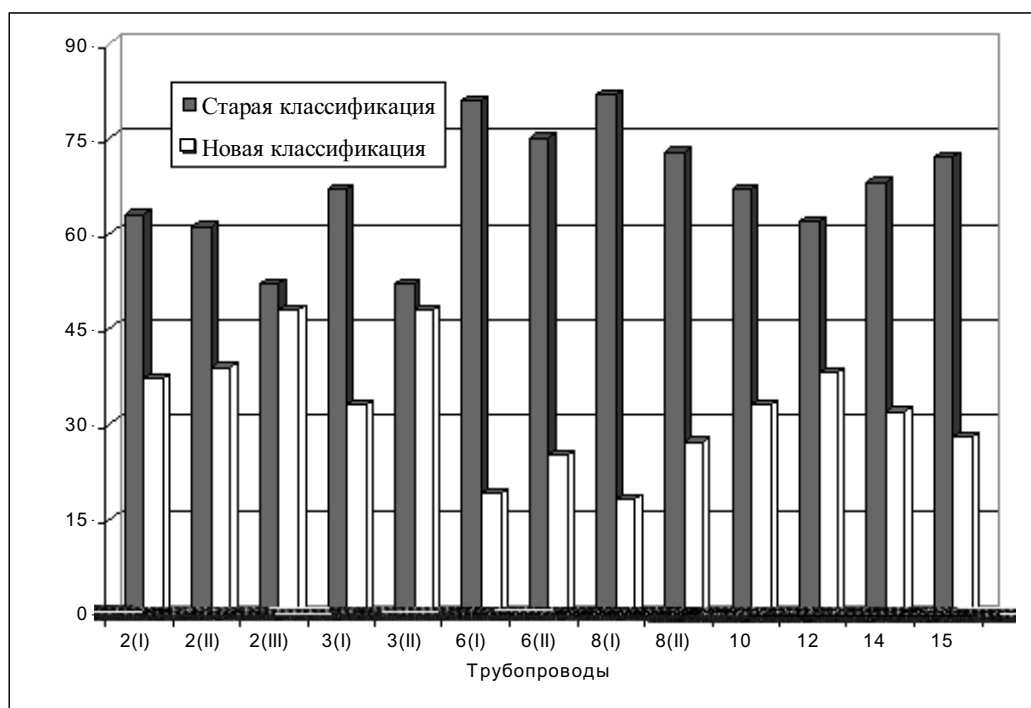


Рис. 3. Изменение количества дефектов, подлежащих вырезке, по предлагаемой трехбалльной классификации

В ходе натурных гидроиспытаний труб с различными дефектами установлено, что разрушающее давление дефектных труб превышает рабочее в четыре раза для труб  $\varnothing 377 \times 15$  мм с 25 %-ными утонениями стенки, в 2,4 раза для труб  $\varnothing 720 \times 18$  с водородными расслоениями, повлекшими за собой уменьшение толщины стенки труб более, чем на 50 %. Это свидетельствует о достаточном запасе конструктивной прочности по предельным нагрузкам дефектных труб.

Оценку прочности дефектных участков трубопроводов предложено проводить, используя модифицированные формулы института Баттелля, с учетом воздействия на металл сероводородсодержащего газа. При этом на IBM PC по программе TEDIP строят графики зависимостей, ограничивающих размеры дефектов, и классифицируют дефекты трубопровода исходя из области их расположения (рис. 4):

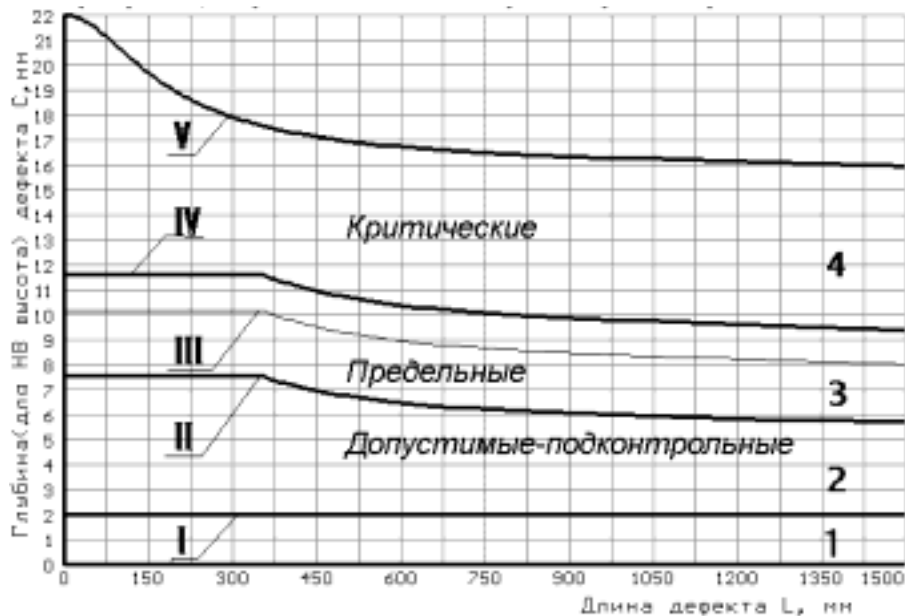


Рис. 4. Зависимости, ограничивающие размеры дефектов трубопроводов

- 1 – область проектных условий эксплуатации трубопровода;
- 2 – область допустимого состояния эксплуатации трубопровода, содержащего допустимые подконтрольные дефекты;
- 3 – область, в пределах которой участок трубопровода содержит предельные дефекты и подлежит плановому ремонту;
- 4 – область, в пределах которой участок трубопровода содержит критические дефекты и подлежит внеплановому ремонту.

Предложенная методика оценки потенциальной опасности дефектов позволила существенно скорректировать намеченные ранее объемы ремонтных работ и вырезки дефектов.

Статистический анализ отказов трубопроводов в 1974-1998 гг. свидетельствует о том, что они находятся в режиме нормальной работы. На основе проведенного анализа определены характеристики надежности соединительных трубопроводов. Средняя интенсивность отказов составляет  $1,3 \cdot 10^{-3}$  на километр в год, что находится в пределах, характерных для величин потока отказов газопроводов, транспортирующих углеводородные среды.

На основе данных о коррозионном состоянии и надежности трубопроводов, результатов внутритрубной и наружной дефектоскопии, натурных испытаний, а также с учетом действующих нормативно-технических документов разработана методика диагностирования соединительных трубопроводов. Базовые

концепции методики были использованы при подготовке “Положения о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия “Оренбурггазпром”, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред”.

**Четвертая глава** посвящена разработке технологии ингибиторной защиты соединительных газопроводов на период падающей добычи. Технология заключается в создании ингибиторной пленки на внутренней поверхности газопровода за счет осаждения мельчайших капель ингибитора, впрыскиваемого в виде раствора в поток газа с помощью форсунки.

Разработана математическая модель процесса аэрозольного нанесения ингибиторной пленки на внутреннюю поверхность газопровода. Выполнены расчеты параметров движения потока жидкости в центробежной форсунке. Определены характеристики спектра капель в прифорсуночной зоне. Считали, что распределение размеров капель по диаметру соответствует функции распределения, описываемой формулой Треша. При расчете движения аэрозольного потока по газопроводу и образования пленки жидкости на поверхности трубы скорость осаждения капель определяли по формуле

$$V = \frac{1 - k_0}{1 + k_0} \sqrt{\frac{2(qD_T + D_{бр})}{\pi \tau}},$$

где  $k_0$  - коэффициент отражения;

$q$  - коэффициент миграции;

$D_T$  - коэффициент турбулентной диффузии;

$D_{бр}$  - коэффициент броуновской диффузии;

$\tau$  - время динамической релаксации частиц, с.

Разработана методика расчета формирования защитной пленки при впрыске ингибитора, с помощью которой исследовано влияние технологических факторов на скорость образования пленки по длине газопровода при фиксированном расходе впрыскиваемого раствора. Расчеты показали, что время образования ингибиторной пленки на конкретном участке газопровода возрастает с уменьшением скорости аэрозольного потока, увеличением давления газа в трубопроводе и с ростом перепада давления на форсунке. Влияние концентрации ингибитора во впрыскиваемом растворе (применяли метанол) на этот параметр неоднозначно и зависит от протяженности газопровода, давления и скорости потока.

В соединительных газопроводах средней (около 25 км) и большой (около 50 км) протяженности с рабочим давлением 6,2 МПа максимальная скорость образования пленки имеет место при концентрации ингибитора 40-50 % и скорости потока 7-8 м/с и концентрации реагента около 80 % при скорости потока 3,5 м/с соответственно. Изменение концентрации ингибитора в растворе в большей степени влияет на скорость образования пленки при низком давлении газа и на более коротких участках газопровода (особенно протяженностью менее 10 км).

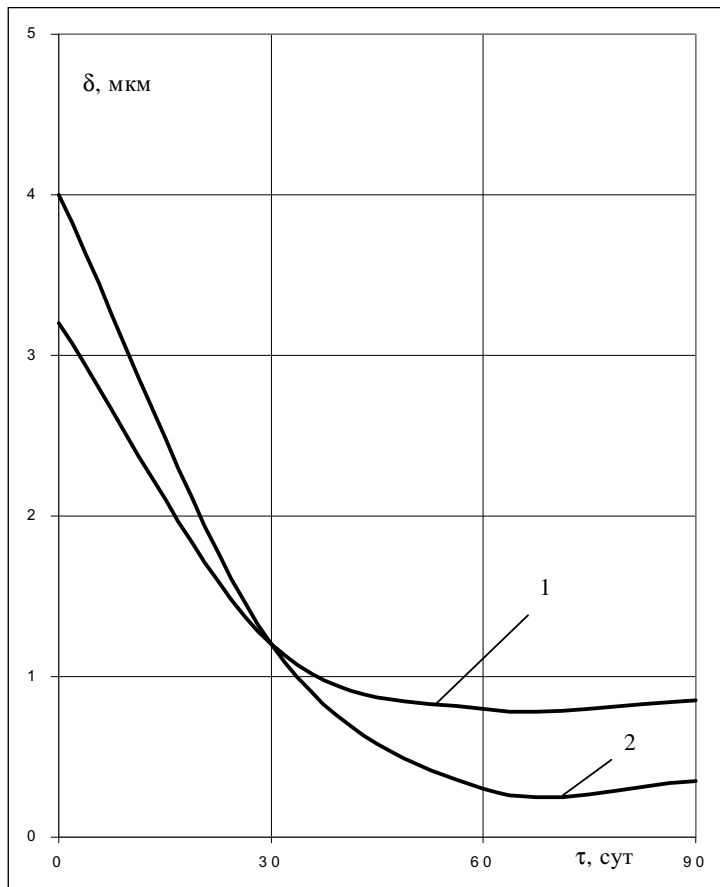


Рис. 5. Изменение во времени толщины ингибиторной пленки на образцах-свидетелях:

- 1 - ближайшая точка замера (12,9 км от места впрыска);  
2 - дальняя точка замера (21,8 км от места впрыска)

Аэрозольное ингибирование проводили с помощью установки АИ-1 путем впрыска 30-50 %-ного раствора ингибитора И-55-Д в метаноле. С помощью устройства для ввода образцов УВ-700 (патент РФ № 2118747) в двух точках газопровода на 12,9 и 21,8 км от места впрыска до начала ингибирования в ядре потока устанавливали кассеты с образцами-свидетелями.

При определении продолжительности ингибирования учитывали, что минимальная толщина пленки в конце ингибируемого участка должна составлять не менее 1 мкм.

Графическая зависимость изменения во времени толщины пленки, образовавшейся на образцах, представлена на рис. 5.

Для создания тонкодисперсионного аэрозоля и

получения относительно равномерной толщины ингибиторной пленки необходимо применять центробежную форсунку, имеющую несколько распылителей с соплом диаметром 0,4 мм. При перепаде давления на форсунке в пределах 8-10 МПа для газопроводов большой протяженности (25-35 км) перепад давления целесообразно увеличивать до 12-13 МПа. Для осуществления аэрозольного ингибирования рекомендовано применять высококонцентрированные (не менее 50 %) растворы относительно невязких ингибиторов в метаноле или стабильном конденсате, такие, как И-55Д, ИК-36-90 и др. Предложены также режимы аэрозольного ингибирования УКПГ - ГПЗ для летних и зимних условий.

## ВЫВОДЫ

1. В период падающей добычи углеводородного сырья увеличивается коррозионная активность сероводородсодержащих газоконденсатных сред, что обусловлено повышением степени насыщения газа по воде и ухудшением подготовки газа на УКПГ. При этом влагосодержание транспортируемого газа мо-

жет достигать 100 %-ной влажности. Поэтому для обеспечения надежной работы соединительных трубопроводов ОГКМ наряду с локальными методами контроля коррозии необходимо проведение такого интегрального контроля их коррозионного состояния, каким является внутритрубная дефектоскопия, а также повышение эффективности ингибиторной защиты.

2. Установлено, что основными причинами отказов соединительных трубопроводов ОГКМ являются сероводородное растрескивание и водородное расслоение металла. Отказы трубопроводов составляют 11,9 % от общего числа разрушений промышленных металлоконструкций и являются наиболее опасными. Определены характеристики надежности соединительных трубопроводов, согласно которым вероятность их безотказной работы убывает плавно, то есть резкого увеличения отказов трубопроводов в ближайшие пять лет не ожидается.

3. Разработана технология проведения внутритрубной ультразвуковой дефектоскопии соединительных трубопроводов, заключающаяся в создании многосекционной жидкостной пробки и исключаящая заполнение жидкостью всего контролируемого трубопровода. Это позволяет снизить объем работ и повысить качество контроля состояния металла труб.

4. По результатам внутритрубной дефектоскопии соединительных трубопроводов установлено, что большая часть дефектов металла представляет собой металлургические дефекты. В металле конденсатопроводов такие дефекты, как металлургические расслоения и неметаллические включения, практически отсутствуют. С целью повышения объективности оценки изменения коррозионного состояния трубопроводов первичную внутритрубную дефектоскопию целесообразно проводить сразу после их пуска в эксплуатацию.

5. Анализ изменения коррозионной ситуации на соединительных газопроводах, проведенный по результатам повторной внутритрубной диагностики по истечении 3-9 лет, показал возрастание числа дефектов типа “потеря металла”. Увеличение количества существующих и появление новых дефектов произошло как на внутренней, так и на наружной поверхностях газопроводов.

6. Предложена классификация дефектов, учитывающая отличия металлургических дефектов от эксплуатационных, а также прочность дефектных труб. Данная классификация позволяет повысить объективность оценки потенциальной опасности дефектов и значительно сократить количество вырезанных дефектных участков трубопроводов.

7. На основании результатов теоретических исследований и опытно-промышленных испытаний установлена перспективность применения технологии аэрозольного ингибирования соединительных газопроводов в период падающей добычи газа на ОГКМ. Внедрение аэрозольного метода ингибирования газопроводов позволит, наряду с применением внутритрубной дефектоскопии, обеспечить их надежную эксплуатацию.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Гераськин В.И., Нургалиев Д.М., Кизингер Р. и др. Результаты внутритрубной инспекции с помощью Ultrascan трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащий газ // III МДВ "Диагностика-93". - М.: ИРЦ «Газпром», 1993. - С. 123-128.
2. Нургалиев Д.М., Ахметов В.Н., Коханов В.Н. Анализ коррозионного состояния соединительных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии и вопросы повышения надежности их эксплуатации // Материалы заседания секции НТС. - М.: ИРЦ «Газпром», 1994. - С. 21-33.
3. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Нургалиев Д.М. и др. Опыт комплексной экспертизы диагностических проектов, технологических параметров и технического состояния объектов ДП "Оренбурггазпром" // V МДВ "Диагностика 95". - М.: ИРЦ «Газпром», 1995. - Т. 1. - С. 44-49.
4. Нургалиев Д.М., Гафаров Н.А., Ахметов В.Н. и др. К оценке дефектности трубопроводов при внутритрубной инспекции // VI МДВ "Диагностика-96". - М.: ИРЦ «Газпром», 1996. - С. 35-41.
5. Вяхирев Р.И., Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Нургалиев Д.М., Киченко Б.В. Обзор проблем коррозии и ингибиторной защиты трубопроводов с сероводородсодержащей продукцией. - М.: ИРЦ «Газпром», 1996. - 60 с.
6. Нургалиев Д.М. Диагностический контроль трубопроводов - повышение надежности и ресурса их работы // VII ДМВ "Диагностика -97": - М.: ИРЦ «Газпром», 1997. - Т. 2. - С. 70-75.
7. Нургалиев Д.М., Ахметов В.Н., Щепинов Д.Н. Результаты внутритрубной дефектоскопии конденсатопровода УКПГ-16 - ОГПЗ // VII ДМВ "Диагностика-97". - М.: ИРЦ «Газпром», 1997. - Т. 2. - С. 70-75.
8. Гафаров Н.А., Нургалиев Д.М., Варивода Ю.В. и др. Технические решения по повышению противокоррозионной безопасности и эксплуатационной надежности систем сбора и транспорта сероводородсодержащего газа на Оренбургском ГКМ // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - № 4-5. - С. 2-7.
9. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Бурмистров А.Г., Нургалиев Д.М., Киченко Б.В. О влажности кислого газа и её возможном влиянии на коррозию стальных трубопроводов // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - № 7-8. - С. 6-14.
10. Нургалиев Д.М. Коррозионное состояние соединительных газопроводов и повышение надежности их эксплуатации // Современные проблемы Оренбургского ГХК на стадии падающей добычи и пути его перспективного развития: Тез. докл. науч.-техн. конф. - Оренбург, 1997. - С. 28-29.
11. Гафаров Н.А., Нургалиев Д.М., Ребров Ю.И. и др. Совершенствование технологии ингибирования скважин и соединительных газопроводов Оренбургского НГКМ // Разработка и производство новых технологических систем, средств, материалов и методов защиты подземных металлических сооружений от коррозии. - М.: ИРЦ «Газпром», 1997. - С. 121-127.

12. Нургалиев Д.М., Митрофанов А.В., Киченко С.Б. Сущность и принципы классификации дефектов типа "коррозионная язва" на допустимые и недопустимые как способ выбора критерия для оценки необходимости ремонта поврежденных коррозией участков трубопровода // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - № 3. – С. 2-7.

13. Ахметов В.Н., Нургалиев Д.М. Результаты диагностики соединительных газопроводов снарядами-дефектоскопами "Ультраскан" // Международный НТС. - М.: ИРЦ «Газпром», 1998. - С. 106-112.

14. Нургалиев Д.М., Бурмистров А.Г., Кушнаренко В.М. и др. Выбор оптимального метода контроля для оценки технического состояния соединительных газопроводов УКПГ - ГПЗ на Оренбургском ГКМ // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1998. - № 4-5. - С. 2-7.

15. Нургалиев Д.М., Гончаров А.А., Аптикеев Т.А. Методика технического диагностирования трубопроводов // Проблемы диагностирования и оценки остаточного ресурса оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородсодержащих средах: Междунар. науч.-техн. сб. - М.: ИРЦ «Газпром», 1998. - С. 54-59.

16. Гафаров Н.А., Нургалиев Д.М., Гончаров А.А. и др. Изменение коррозионного состояния трубопроводов за пятилетний период // VIII МДВ "Диагностика - 98". - М.: ИРЦ «Газпром», 1998. - С. 110-119.

17. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Нургалиев Д.М. и др. Диагностирование трубопроводов Оренбургского ГКМ // VIII МДВ "Диагностика - 98". - М.: ИРЦ «Газпром», 1998. - С. 68-75.

18. Нургалиев Д.М., Ахметов В.Н., Кушнаренко В.М. и др. Контроль коррозионного состояния соединительных газопроводов // Газовая промышленность. - 1998. - № 7. – С. 12-14.

19. Ахметов В.Н., Нургалиев Д.М., Щепинов Д.Н. Оценка прочности дефектных участков трубопроводов и совершенствование экспертной системы для их классификации // Анализ диагностических работ на объектах предприятия "Оренбурггазпром" и задачи по их совершенствованию: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. - Оренбург, 1999. – С. 49-53.

20. Гончаров А.А., Нургалиев Д.М., Митрофанов А.В. и др. Положение о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия "Оренбурггазпром", подверженных воздействию сероводородсодержащих сред. - М.: ИРЦ «Газпром», 1998. – 86 с.

21. Нургалиев Д.М., Бурмистров А.Г., Кушнаренко В.М. и др. Прогнозирование коррозии в конденсатопроводах УКПГ - ГПЗ на Оренбургском ГКМ // Проблемы разработки, эксплуатации и экологии газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: Науч.-техн. сб. – Уфа, 1999. – С. 120-126.

22. Гафаров Н.А., Нургалиев Д.М., Киченко Б.В. и др. О целесообразности более широкого применения критерия "B31G" для оценки остаточной работоспособности поврежденных коррозией трубопроводов на Оренбургском ГКМ и других объектах газонефтедобычи России // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - № 1. – С. 2-6.



23. Нургалиев Д.М., Ахметов В.Н., Калехман П.Х. и др. Методика оценки прочности дефектных участков трубопроводов // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - № 1 - С. 6-8.

24. Ходырев А.И., Нургалиев Д.М. Моделирование формирования защитной пленки при аэрозольном ингибировании газопроводов Оренбургского ГКМ // Нефтегазовое образование и наука: итоги, состояние и перспективы: Тез. докл. науч.-техн. конф. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – С. 81-83.

25. Патент РФ 2118747 Устройство для исследования газожидкостного потока в действующем трубопроводе / А.И. Гриценко, И.А. Тычкин, Н.А. Гафаров, С.М. Хазанджиев, А.И. Ходырев, М.Г. Ткач, А.И. Хорошилов, Д.М. Нургалиев, В.Н. Ахметов // Открытия. Изобретения. - 1998. – № 25.

Соискатель

Д.М. Нургалиев