

На правах рукописи
УДК 502.55:622.279.23

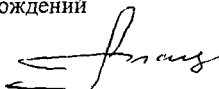
РРР 04

19 ЯНВ 2000

ГАФАРОВ НАИЛЬ АНАТОЛЬЕВИЧ

**КОМПЛЕКСНАЯ ПРИРОДООХРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
СБОРА, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ**

Специальности 11.00.11 – Охрана окружающей среды и рациональное
использование природных ресурсов
05.15.06 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений



АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва – 2000 г.

Работа выполнена в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и ООО "Оренбург-газпром"

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор

К.С.Басниев

доктор технических наук, профессор

В.В. Максимов

доктор химических наук, профессор

А.А.Соловьянов

Ведущая организация: Уфимский Государственный нефтяной
технический университет

Защита состоится 27 июня 2000 г. в 10 ч в аудитории № 202 на заседании диссертационного совета Д 053.27.11 при РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина по адресу: 117917, ГСП-1, Москва, Ленинский проспект, 65.

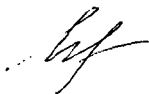
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

Автореферат диссертации разослан 25 мая 2000 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

кандидат технических наук



Л.В.Иванова

И362.087-5-082.04,0

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы: Оренбургское газоконденсатное месторождение (ОГКМ) – одно из крупнейших в мире по запасам (1820 млрд. м³ газа, 141,5 млн. т конденсата). Особенность ОГКМ состоит в наличии H₂S, CO₂ и минерализованной воды в пластовой продукции, определяющем ее повышенную токсичность и коррозионность. Поэтому сбор, промысловая подготовка и транспорт оренбургского газа осуществляется согласно проекту в герметичном оборудовании из коррозионно-стойких сталей с повышенной толщиной стенок.

Промышленная добыча газа начата в 1974 г. и уже в 1981 г. достигла максимума (~ 49 млрд. м³), а с 1985 г. стала снижаться из-за постепенного истощения залежи и соответствующего падения пластового давления (Р). В тот же период, после 12-15-летнего периода эксплуатации оборудования и трубопроводов (ТП) в коррозионно-агрессивных условиях, сильно возросла загазованность атмосферы ОГКМ, в ряде случаев превысив допустимые нормы (выбросы вредных веществ в 80-е годы составляли более 130 тыс.т.). Участились коррозионные повреждения металлоконструкций, сопровождавшиеся аварийными выбросами токсичного газа, изредка пожарами и взрывами. Возможность дальнейшей экологически безопасной эксплуатации ОГКМ потребовала всесторонних исследований для изменения действующей технологии с повышением ее природоохранной эффективности.

Актуальность решения указанной природоохранной проблемы не ограничивается ОГКМ в связи с ее общим характером для нефтегазоносных сероводород-содержащих месторождений Прикаспийской впадины, в том числе намечаемых к разработке в ближайшей перспективе Нагумановской, Бердянской и др. залежей на территории Оренбургской области.

Цель работы: Разработать и реализовать на практике научные основы комплексной природоохранной технологии сбора, промысловой подготовки и транспорта H₂S-содержащего природного газа.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1) Установление количественной взаимосвязи между изменяющимися параметрами (Р и t°С) промысловой обработки газа, его влажностью и коррозионной агрессивностью в присутствии H₂S, CO₂, минерализованной воды и ингибитора образования твердых газовых гидратов – метанола, а также совершенствование технологии и оборудования, применяемых для сбора и промысловой подготовки газа;

2) Анализ принципиальных направлений промысловой подготовки и транспорта добываемого газа на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) с учетом его влажностного содержания, коррозионной агрессивности и реальных возможностей оборудования ОГКМ для выбора наиболее экологически безопасного варианта;

3) Изучение коррозионного состояния газопромыслового оборудования и ТП, подвергавшихся длительному контакту с коррозионными средами, и прогнозирование их работоспособности в будущем;

4) Совершенствование защиты оборудования и ТП ОГКМ от коррозионного воздействия H₂S-содержащих газа, конденсата и пластовой воды, а также выпадающих в осадок минеральных солей;

5) Оценка природоохранной и ресурсосберегающей эффективности комплексной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего природного газа.

Научная новизна: Разработана методика расчета истинного влагосодержания природного газа с повышенной влагеомкостью (из-за наличия H_2S и CO_2) в присутствии метанола, позволяющая вычислить количество метанола и воды в газовой и жидкой фазах (т.е. точку росы по водно-метанольной смеси – $t_{p(ВМС)}$) при различных t и P . По этой методике определены граничные значения расхода метанола для предупреждения образования твердых газовых гидратов и, соответственно, сформулированы рекомендации для сокращения расхода данного токсичного реагента. Найдено, что с повышением $t_{p(ВМС)}$ и появлением в газе жидкой фазы его коррозионная агрессивность увеличивается. Указанный нежелательный эффект может быть уменьшен совершенствованием сепарационного оборудования УКПГ.

Показана невозможность достижения относительной влажности газа $\varphi \leq 60\%$ в действующей системе сбора, промышленной подготовки и транспорта оренбургского газа (даже при работе дожимных компрессорных станций – ДКС). Впервые обоснована целесообразность исключения этого общепринятого критерия коррозионной опасности газа, поскольку в присутствии метанола значение φ для газа всегда меньше 100%, и его сепарирование на УКПГ при $P \sim 3,0-3,4$ МПа и $t \leq 10^\circ C$ (в "теплом" режиме) способно обеспечить допустимое развитие коррозии оборудования и ТП даже при наличии в газе жидкой фазы.

По результатам комплексного обследования (в том числе впервые в России внутритрубной УЗ-дефектоскопией) коррозионного состояния ТП, транспортирующих газ с УКПГ на ГПЗ в течение более 20 лет, разработана модель их коррозионных повреждений, позволяющая прогнозировать их работоспособность в принятых условиях эксплуатации. Определена статистика отказов газопромыслового оборудования и аппаратов УКПГ, согласно которой вероятность их безотказной работы будет убывать плавно, по крайней мере, до 2005 г.

Разработана методика статистической оценки эффективности ингибиторов коррозии, которые применяются для защиты газопроводов и газопромыслового оборудования. С помощью этой методики осуществляется направленный выбор указанных ингибиторов.

Показано, что разработанная комплексная технология сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа позволяет уменьшить присущее ей техногенное воздействие на окружающую среду, а также более рационально использовать природные ресурсы газа и углеводородного конденсата.

Практическая ценность работы: Определен оптимальный вариант технологии промышленной подготовки на действующих УКПГ и ДКС и транспорта оренбургского газа на ГПЗ, который заключается в его сепарировании при $P \sim 3,0-3,4$ МПа и $t \leq 10^\circ C$ (в "теплом" режиме), последующем повышении P до 6,0 МПа в ДКС. Эта технология обеспечит надежную длительную (в течение еще полутора-двух десятков лет) эксплуатацию ТП и оборудования ОГКМ при их контролируемой коррозии, ограничиваемой применением эффективных ингибиторов, и значительном сокращении их ремонта.

Разработана и успешно испытана в опытно-промышленных условиях аэрозольная система обработки раствором ингибитора коррозии горизонтальных и вертикальных сепараторов на УКПГ, соединительных ТП, скважин и шлейфов, ускоряющая нанесение и улучшающее качество защитной пленки.

Разработана и внедрена усовершенствованная система подключения добывающих скважин к УКПГ через групповые гребенки, позволяющие дифференцировать сбор указанной продукции по дебиту и степени обводненности. Экономический эффект от внедрения этой системы составил свыше 15,5 млн. руб (на 31.12.99 г.). Кроме того, применение комплексного ингибитора гидратообразования, коррозии и солеотложения (КИГИК), способствующее поддержанию высокой пропускной способности и противокоррозионной защиты системы сбора пластовой продукции, дало экономический эффект свыше 13 млн. руб. (на 31.12.99 г.).

Внедрение разработанной комплексной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа привело к значительному сокращению за последние 10-12 лет выброса вредных веществ в атмосферу (с 20,58 до 12,27 тыс.т/г), оздоровлению воздушной среды над населенными пунктами, расположенными на территории ОГКМ (суммарный индекс ее загрязнения H_2S , SO_2 , NO_x и CO в 2,6-4,4 раза ниже, чем в г. Оренбурге), минимальному загрязнению почвы и поверхностных водоемов. Предотвращенный экологический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха составляет около 3 млн. руб. (на 31.12.99 г.).

Апробация работы и публикации: Материалы исследований и их промышленной реализации докладывались на IV, V и VI Международных деловых встречах "Диагностика – 94, 95 и 96"; научно-практической конференции "Безопасность применения оборудования потенциально опасных производств" (1996 г.); научной конференции "Разработка и производство новых технологических систем, средств, материалов и методов защиты подземных металлических сооружений от коррозии" (1997 г.); научно-техническом совете РАО "Газпром" (1998 г.); III Всероссийской и I Международной конференции "Теория и практика экологического страхования" (1998 г.); III Международном конгрессе "Защита – 98" (1998 г.).

Основные результаты работы опубликованы в 1 книге, 6 научно-технических обзорах (брошюрах), 38 статьях в научных журналах и сборниках трудов, 12 тезисах сообщений на научно-технических конференциях.

Личное участие автора выразилось в постановке научных и практических задач изучения многоплановых аспектов технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа, в определении оптимальных путей их решения, обобщении результатов исследований и доведении их до промышленной реализации с положительным природоохранным и экономическим эффектами.

Структура и объем диссертации: Работа изложена на 235 стр. машинописного текста, включает введение, 5 глав, выводы и список литературы из 207 наименований.

В главе 1 проанализированы литературные данные о совершенствовании газопромышленной технологии на месторождениях сероводородсодержащего газа. Отмечено, что экологическая безопасность разработки и эксплуатации этих месторождений определяется, в основном, коррозионным состоянием металлоконструкций, которое, в свою очередь, обусловлено остаточной влажностью H_2S -содержащего газа после его промысловой обработки.

Глава 2 содержит результаты исследований по повышению эффективности и безопасности промышленной подготовки оренбургского газа: оценку его коррозионной агрессивности, изучение фазового состояния при введении метанола – ингибитора гидратообразования, интенсификацию работы сепарационного оборудования, систем сбора, подготовки и транспорта газа.

В главе 3 изложены данные о коррозионном состоянии газопромыслового оборудования и ТП, полученные известными методами, а также впервые примененной в России внутритрубной дефектоскопией; анализ отказов оборудования и прогноз его работоспособности после длительного воздействия коррозионно-агрессивных сред.

В главе 4 описаны исследования и практические мероприятия по совершенствованию противокоррозионной защиты оборудования и ТП с помощью выбора эффективных ингибиторов коррозии и способов их нанесения на металлоконструкции, а также оптимизации электрохимзащиты.

Глава 5 посвящена повышению эффективности охраны окружающей среды при внедрении разработанной комплексной природоохранной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Повышение эффективности промышленной подготовки газа

В соответствии с "Проектом обустройства Оренбургского ГКМ" (1977 г.) безопасность подготовки и внутривысокого транспорта газа должна обеспечиваться низкотемпературной (при минус 15-22°C) сепарацией (НТС) добываемой продукции и комплексной противокоррозионной защитой оборудования и ТП. Подготовка газа осуществляется на 11 УКПГ (рис.1) с идентичными технологическими линиями, включающими сепаратор 1-ой ступени (С-01), теплообменник "Газ – газ", сепаратор 2-ой ступени (С-02) и трехфазный разделитель. Из-за постепенного снижения $P_{\text{пласт}}$ и соответствующего уменьшения эффективности процесса НТС влажность, $t_{\text{росы}}$ и коррозионная агрессивность газа стали повышаться.

К 1985 г. $P_{\text{пласт}}$ упало до 13-13,5 МПа, давление поступающего на УКПГ газа ($P_{\text{вх}}$) – до 7,5-8,0 МПа, $t_{\text{сеп}} \approx 0^\circ\text{C}$ (на УКПГ-6, 7, 8, 9, 10), что приблизило относительную влажность газа (ϕ) к 100 %, а $t^\circ\text{C}$ в ТП ($t_{\text{ТП}}$) к точке росы газа (t_p), т.е. к условиям конденсации в ТП влаги и конденсата. Для повышения Р построены групповые дожимные компрессорные станции - ГДКС-1 (1984 г.), обслуживающая УКПГ-7, 8, 9, 10, и ГДКС-2 (1987 г.) - для УКПГ-1, 2, 3, 6. С пуском ГДКС начался компрессорный период эксплуатации ОГКМ. В начале этого периода $t_{\text{сеп}}$ стала $< t_{\text{ТП}}$ (на входе в ДКС), но через некоторое время (к 1991-1992 г.г. и далее) они почти выровнились, что снова создало условия для формирования в ТП жидкой фазы. Более того, уже к 1977 г. эксплуатация ОГКМ заметно осложнилась выносом пластовой (минерализованной) воды из скважин, причем число таких скважин стало увеличиваться на 15-17 ежегодно. Из минерализованной воды соли жесткости (в основном, $\text{CaCO}_3 + \text{CaSO}_4$) выпадают в осадок, под слоем которого в ТП и аппаратах УКПГ усиливается коррозия металла.

В настоящее время Р на входе в УКПГ ($P_{\text{вх}}$) снизилось до 7,0 - 3,5 МПа, а $t_{\text{сеп}}$ на различных УКПГ варьируется от 0 до +13°C, что характеризует устойчивый, так называемый "теплый" режим. На участке УКПГ - ГДКС-1 значение ϕ со-

ставляет 87 - 96%, УКПГ - ГДКС-2 - 91 - 97%, ГДКС-1 и 2 - ГПЗ - 90%. По газопроводам от УКПГ-14, 15, работающим без ДКС, транспортируется газ с $\phi \sim 90\%$.

Происходившие при эксплуатации ОГКМ ранее и происходящие в настоящее время изменения требуют корректировки технологических параметров промышленной подготовки природного газа и, следовательно, выявления их количественной взаимосвязи со свойствами обрабатываемой газожидкостной системы.

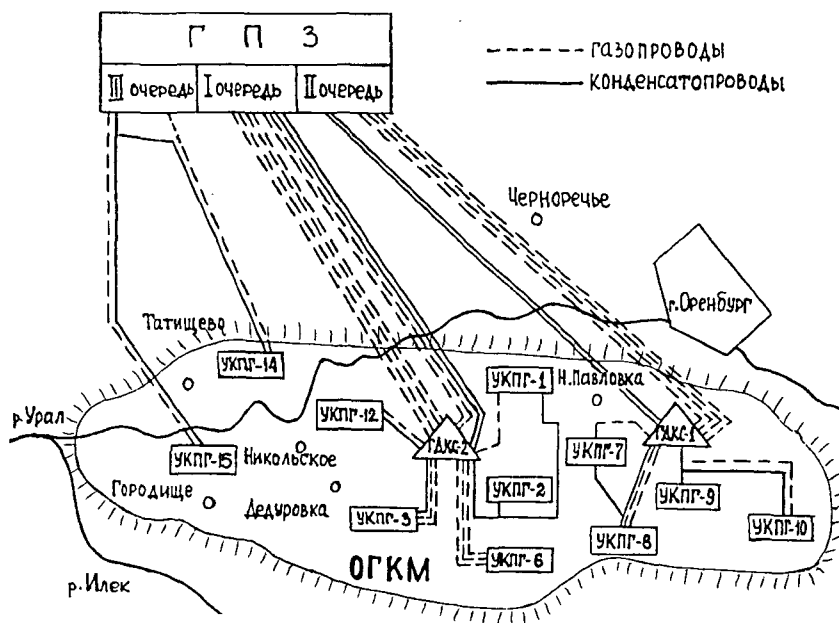


Рис. 1. Схема расположения объектов ОГКМ

Коррозионная активность H_2S -содержащего газа увеличивается, как известно, с ростом ϕ , особенно выше 60%. Реальная коррозия в ТП происходит под воздействием не чистой воды, а ее смесей с метанолом, минеральными солями и углеводородным конденсатом. Несмотря на очевидность этого факта, совместное влияние воды и метанола на коррозию ТП ранее не оценивалось в условиях, близких к промышленным.

Указанное влияние изучали на стендовой установке (в виде отрезка ТП), сооруженной на УКПГ-7, при различной степени приближения к равновесным условиям. Согласно измерениям коррозионной активности среды известными методами в динамических условиях испытаний продолжительностью 7 суток ее активность резко увеличивалась по мере насыщения H_2S . Когда подачу газа через трубу прекращали, переходя к статическим условиям испытаний, газовая фаза постепенно насыщалась водно-метанольной смесью (ВМС) до равновесного состояния, т.е.

до достижения точки росы по ВМС ($t_{р(ВМС)}$). В этих условиях несколько снижалось содержание H_2S в жидкой фазе (по всей вероятности, H_2S расходуется на взаимодействие с металлом), но ее коррозионная активность оставалась на прежнем высоком уровне. Коррозия внутренней поверхности трубы увеличивалась по мере насыщения газа ВМС, содержащей пластовую воду. Она, наоборот, уменьшалась с ростом концентрации метанола в ВМС (от 10 до 90%). Для значительного снижения коррозии необходимо исключить конденсацию ВМС в ТП и, следовательно, определить условия фазового равновесия ВМС в газе.

Из-за своей гомогенности воднометанольные смеси разного состава всегда испаряются и конденсируются совместно. Но, поскольку вода и метанол отличаются по летучести, их соотношение в паровой и жидкой фазе (конденсате, содержащем также менее летучие углеводороды C_{5+}) варьируется. Например, при сепарации природного газа ($P_{сеп} = 6,6$ МПа, $t_{сеп} = 0^\circ C$) концентрация метанола ($C_{ж}$) в воднометанольном растворе (ВМР), выделившемся в С-02, равна 43% мас., а в газе остается $0,753$ г/м³ метанола и $0,078$ г/м³ воды. При снижении $t_{ГП}$ до минус $1^\circ C$ (в зимнее время) из газа конденсируется $0,012$ г/м³ ВМР с $C_{ж} = 44,7\%$ мас., остаточное влажосодержание газа (W) снижается до $0,071$ г/м³. Величина W при насыщении системы "газ-вода" составляет $0,104$ г/м³, т.е. значение φ равно $0,071 : 0,104 = 68\%$. При тех же исходных данных, но значении $C_{ж} = 50\%$ мас. (в ВМР), величина W газа после его сепарации уменьшается до $0,065$ г/м³, а $\varphi = 0,065 : 0,104 = 62\%$. Следовательно, при образовании в ТП жидкой фазы (ВМР) φ газа всегда $< 100\%$.

При растворении метанола в газе, как показано в приведенном выше примере, снижается W газа и парциальное P паров воды. Анализ массива экспериментальных данных, собранных в течение нескольких лет на УКПГ, подтвердил приемлемую точность расчета (отн. погрешность $\leq 15\%$) величины W в интервале температур $0-60^\circ C$ при наличии $0-70\%$ мас. метанола по уравнению (1):

$$W = K_B \cdot P_{H_2O}^0 \cdot A, \quad (1)$$

где: K_B – коэффициент, учитывающий влияние метанола на растворимость воды в газе,

$P_{H_2O}^0$ – давление паров воды при заданной $t^\circ C$,

A – коэффициент, учитывающий термодинамические параметры газа.

Показано также, что растворимость метанола в углеводородном конденсате, выделяющемся при сепарации газа, составляет $\leq 0,1\%$ мас. (после расслоения метанольно-углеводородной эмульсии). Следовательно, присутствие углеводородного конденсата не оказывает существенного влияния на фазовое распределение метанола в газе, содержащем ВМС.

Поскольку зависимости содержания (G) в газе воды, метанола и их смеси (ВМС) прямо пропорциональны повышению t и имеют практически одинаковый угол наклона в координатах "lg G – t", предложено вычислять изменение (R) растворимости ВМС в газе с ростом P по уравнению (2):

$$R = G_p / G_{6,5} \quad (2),$$

где: G_p – равновесное содержание воды, метанола, ВМС в газе при заданных значениях P и концентрации ВМР,

$G_{6,5}$ – то же при P = 6,5 МПа.

Согласно экспериментальным данным по растворимости ВМС в газе, приведенным в диссертации, P и $C_{ж}$ заметно влияют на величину R , а ее зависимость от $t^{\circ}C$ газа невелика и ею можно пренебречь. При $P = \text{const}$ изменение параметра R наиболее существенно в интервале $C_{ж}$ 0-44 % мас. Для уточнения состава ВМР в этом интервале получены (рис. 2) дополнительные экспериментальные (изображены точками) и расчетные (изображены линиями) данные, которые свидетельствуют об их хорошем соответствии. Было также выведено уравнение (3) для вычисления R с учетом величины $C_{ж}$ в ВМР:

$$\lg R = \left(\frac{C_{ж}}{22,3 + 3,5 C_{ж}} - 0,78 \right) \lg \frac{P}{6,5} \quad (3)$$

Выполненные исследования позволяют рассчитать количество растворенной ВМС в газе при различном P и, следовательно, вычислить величину $t_{p(ВМС)}$ как контрольного параметра состояния газа.

Используя уравнение (3), можно преобразовать известную формулу для расчета точки росы (4) при заданном значении $P_{\text{сеп.}}$, определяющем равновесное содержание ВМС в газе ($G_{\text{сеп.}}$) в этих условиях:

$$t_{p(ВМС)} = \frac{\lg G_{\text{сеп.}} - \lg G_0}{\alpha} \quad (4),$$

где: G_0 – содержание ВМС в газе при $P = 6,5$ МПа, $t = 0^{\circ}C$ и равновесном значении $C_{ж}$, г/м³,

α - эмпирический коэффициент ($\alpha = 0,028$ при t от минус 20 до $5^{\circ}C$,
 $\alpha = 0,025$ при t от 5 до $40^{\circ}C$),

$$t_{p(ВМС)} = \frac{1}{\alpha} \left[\lg G_{6,5} \left(\frac{C_{ж}}{22,5 + 3,5 C_{ж}} - 0,78 \right) \lg \frac{P}{6,5} - \lg G_0 \right] \quad (5).$$

С другой стороны, справедливо уравнение (6):

$$\lg G_{6,5} = \lg G_0 + \alpha t \quad (6),$$

применение которого, в случае равенства величины G_0 в уравнениях (5) и (6), при граничных значениях $C_{ж}$ ($C_{ж} = 0$ или 100%), упрощает вычисление $t_{p(ВМС)}$.

В общем случае, когда величина G_0 неизвестна из-за колебаний равновесного состава ВМС при варьировании P , необходимо, в первую очередь, определить этот состав. Для расчета G_0 использовали выражение (7):

$$G_0 = K_B \cdot W_0 + K_M \cdot Me_0 \quad (7),$$

где: K_M – коэффициент, учитывающий влияние воды на растворимость метанола в газе,

W_0 и Me_0 – равновесное содержание воды и метанола в газе при $P = 6,5$ МПа и $t = 0^{\circ}C$,

в котором значения K_B и K_M – функция $C_{ж}$ (при условии равновесия в системе).

Тогда, определив, например, зависимость между величиной $C_{ж}$ и количеством растворенной в газе ВМС (C_r) при $P = 6,5$ МПа и $t = 0^{\circ}C$, а также располагая данными по составу ВМС при других P и t , находили равновесный состав ВМР. При этом C_r вычисляли по уравнению (8):

$$C_r = \frac{G_0 - W_0}{G_0} \cdot 100 \quad (8)$$

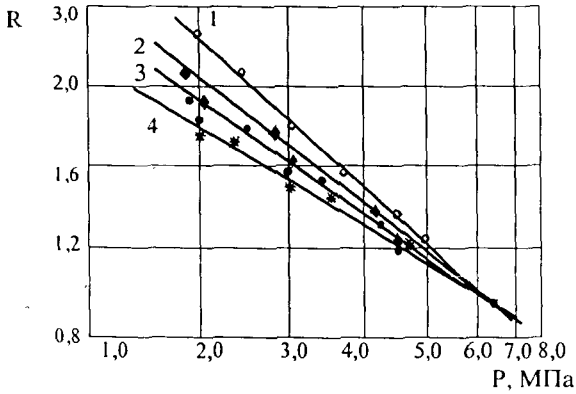


Рис. 2. Фактические (точки) и расчетные (линии) зависимости параметра $\lg R$ ($R = G_p / G_{6.5}$) от давления ($\lg P$) при значениях C_* (в % мас.), равных 0 (1); 10 (2); 20 (3) и 100 (4). Точками обозначены:
○ - $C_* = 0\%$ мас.
◆ - $C_* = 44\%$ мас.
● - $C_* = 70\%$ мас.
* - $C_* = 100\%$ мас.

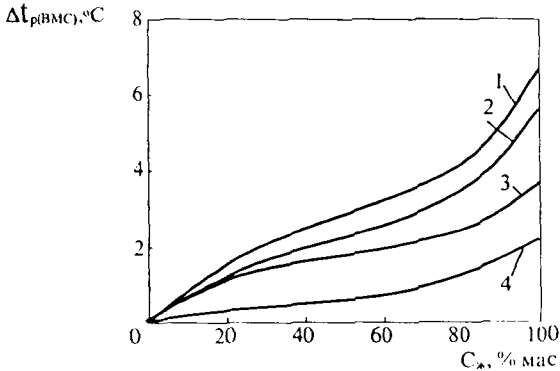


Рис. 3 Разность значений t_p между системами "природный газ-вода-метанол" и "природный газ-вода" при различных давлениях сепарации ($P_{сеп} = 1,5$ (1); 2,0 (2); 3,0 (3) и 4,5 (4) МПа) и концентрациях метанола (C_*). Исходное давление газа $P = 6,5$ МПа.

а зависимость между C_r и $C_{ж}$, имеющую характер выпуклой в сторону оси C_r параболы, определяли расчетным путем по уравнению (9):

$$C_{ж} = \frac{C_r}{10,8 - 0,098 C_r} \quad (9)$$

Используя найденные значения C_r и $C_{ж}$, K_B и K_M , вычисляли G_0 и $t_{p(ВМС)}$. Для ускорения расчета в дальнейшем была разработана компьютерная программа, с помощью которой выполнен сравнительный расчет значений t_p для систем "газ-вода-метанол" и "газ-вода" при $P = 6,5$ МПа и $t = 0^\circ\text{C}$ с определением их разности (Δt_p). Из результатов расчета, изображенных на рис. 3, виден рост влияния метанола на t_p газа по мере увеличения его концентрации в ВМР и $P_{сеп.}$.

Рассмотренные выше закономерности изменений (в различных условиях) состава и свойств газа, содержащего ВМС, позволили выполнить научно обоснованную оценку эффективности сепарационного оборудования в процессе НТС (на УКПГ). Проектом предусматривалась эксплуатация С-02 при $P_{сеп.} = 6,5-6,8$ МПа и $t_{сеп.} =$ минус 20°C , которая должна была обеспечивать минимальный механический унос жидкости с газом. Фактические замеры в 1984-1985 г.г. этого уноса на всех УКПГ показали, что его величина колеблется в пределах $0,05-0,31$ г/м³ (в среднем $0,17$ г/м³) при варьировании $t_{сеп.}$ от минус $21,5$ до 11°C , т.е. эффективность сепараторов II-ой ступени недостаточна. Проведен (по совместно разработанной с МИНГ им. И.М.Губкина методике, утвержденной Мингазпром СССР в 1987 г.) поверочный расчет коэффициента эффективности (η) С-02, включающий определение компонентного и дисперсного состава исходной газожидкостной смеси, оптимального расстояния между дросселем и сепаратором ($L_{д.с.}$), эффективности осадительной и каплеуловительной секций сепаратора. Расчетами показано, что при превышении критического расхода разделяемой газожидкостной смеси более $4,3$ млн. м³/сут., снижении $P_{сеп.}$ с 7 до 4 МПа и $t_{сеп.}$ до 0°C величина η резко уменьшается ($\eta < 0,96$). Проведена модернизация сепарационного оборудования с соблюдением оптимума $L_{д.с.}$, уменьшением гидравлического сопротивления на входе С-02, увеличением осадительной зоны и введением в сепаратор устройства (демистера) для коагуляции аэрозоля и предварительного отделения жидкости в виде сетчатых пакетов и т.д.

Работоспособность модернизированных сепараторов тщательно проверена на УКПГ-2 и -9 при высоких расходах газа (табл.1). Видно, что после модернизации С-02 унос жидкости не превышает $0,01$ г/м³ при колебаниях $t_{сеп.}$ от минус $4,5$ до 5°C и $P_{сеп.}$ - в диапазоне $3,8-6,9$ МПа, тогда как до модернизации вынос конденсата из сепараторов составлял $0,4-0,5$ см³/м³ газа при том же или меньшем его расходе. Даже столь незначительный унос жидкости повышает содержание ВМС (на величину ΔG) в газе по сравнению с равновесным G_0 в условиях сепарации. Тогда прирост точки росы, $\Delta t_{p(ВМС)}$, в соответствии с уравнением (4), составит:

$$\Delta t_{p(ВМС)} = 1/\alpha \lg (G + \Delta G) \quad (10)$$

При одинаковых условиях сепарации и одной и той же величине $\Delta t_{p(ВМС)}$ точка росы зависит от варьирования $C_{ж}$ в ВМР (согласно уравнениям (1) и (7)). Численный пример расчета $\Delta t_{p(ВМС)}$ по уравнению (10) для значений $C_{ж} = 70\%$ мас. ($G_0 = 0,96$ г/м³ при $P = 6,5$ МПа и $t = -5^\circ\text{C}$) и 30% мас. ($G_0 = 0,30$ г/м³ при тех же параметрах) дает величины $0,2$ и $0,6^\circ\text{C}$, соответственно.

Таблица 1

Механический унос жидкости в модернизированных сепараторах

№№ УКПГ	Расход газа, тыс.м ³ /ч	Р _{сеп.} , МПа	t _{сеп.} , °С	Содержание жидкости, см ³ /м ³	
				на входе	на выходе
2	154	6,9	5	12,0	<0,01
	165	6,8	3	16,0	<0,01
	180	6,8	4	78,0	<0,01
9	125	3,8	- 4,5	27,0	<0,01
	143	3,9	- 3,0	27-57	<0,01
	167	4,0	0	113	<0,01

Таким образом, максимальный прирост $\Delta t_{p(ВМС)}$ по отношению к $t_{сеп.}$ составляет менее 1°С. Если исключить влияние метанола на точку росы и принять гипотетическое W газа в системе "газ-вода" (0,075 г/м³ при P = 6,5 МПа и t = минус 5°С), то расчет даст величину Δt_p , равную 2,2°С. Это – уже заметное расхождение в величине Δt_p и оно является еще одним свидетельством невозможности точно охарактеризовать состояние и свойства газа без учета присутствия в нем метанола. Как показали выполненные исследования, параметры газа, изменяющиеся в процессе промышленной подготовки, адекватно определяются значениями $\Delta t_{p(ВМС)}$ и $C_{ж}$ в ВМР, которые надежно контролируются аналитическими средствами.

Расход вводимого в газ метанола на УКПГ должен предупредить гидратообразование в нем при самых неблагоприятных условиях процесса НТС. Поверочный расчет показал, что в наибольшем количестве метанол необходимо подавать в газ перед теплообменником, хотя самая низкая t (около минус 20°С) и наиболее высокое W газа (0,16-0,17 г/м³) характерны для сепаратора С-02. При этом в С-02 создается более высокая концентрация метанола в ВМР, чем требуется для безгидратного режима.

В соответствии с найденной взаимосвязью между равновесной концентрацией метанола в ВМР ($C_{ж}$) и его количеством, растворенным в газе (C_r), можно установить граничные значения расхода метанола для предупреждения гидратообразования. Графический вариант таких расчетов приведен на рис. 4 а, б. Диапазон содержания метанола в газе в реальных условиях его сепарации в С-02 (0,75-0,95 г/м³) показан в виде заштрихованной горизонтальной полосы на верхней части рисунка. В этой полосе расчетными кривыми выделены области содержания в газе метанола при $t_{p(ВМС)}$, равной 5 и 10°С, при его заданной концентрации в ВМР (30, 50 и 70% мас.). Видно, что наибольшим значениям $C_{ж}$ в ВМР отвечает максимальное содержание в газе метанола и минимальное – воды ($t_{p(ВМС)} = 5^\circ\text{C}$) и, наоборот, минимуму метанола и максимуму воды в ВМС ($t_{p(ВМС)} = 10^\circ\text{C}$) соответствуют наименьшие значения $C_{ж}$. По точкам пересечения определены графическим способом, как показано на рис. 4 б, границы $C_{ж}$ с изменением $t_{p(ВМС)}$. В эти границы хорошо укладываются результаты промышленных замеров $C_{ж}$ (изображенные точками на нижней части рисунка). Найденные границы находятся значительно выше концентраций метанола в ВМР, требуемых для предупреждения гидратообразования.

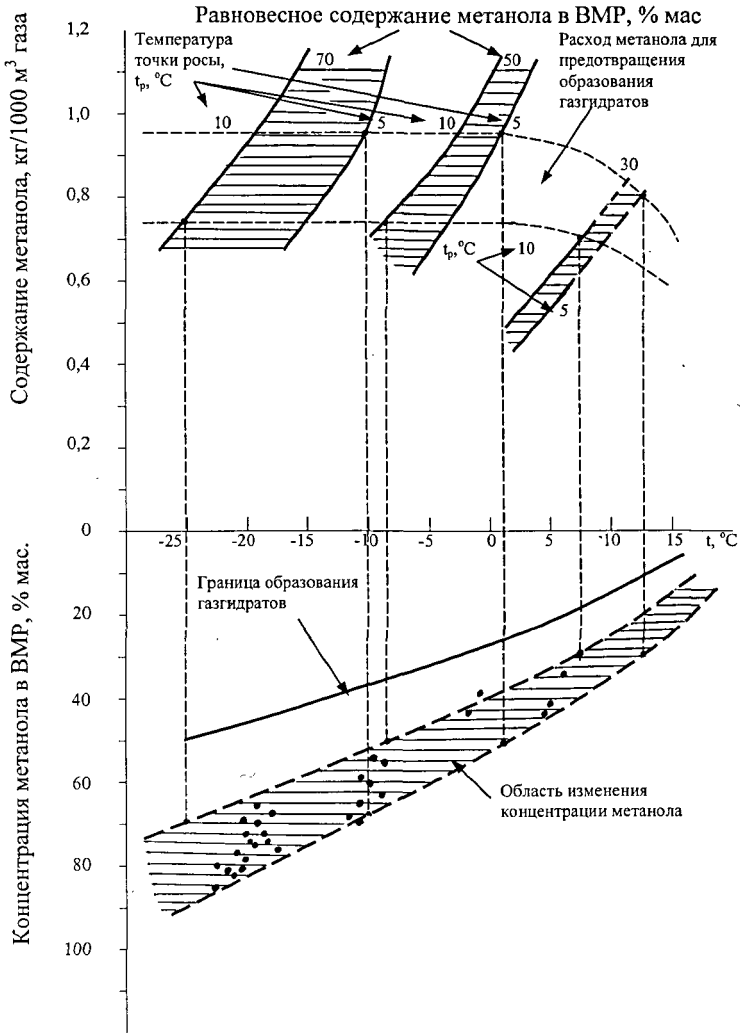


Рис. 4. Определение концентрации ВМР в сепараторе С-02 при $P = 6,5 \text{ МПа}$ (точками обозначены данные промышленных замеров).

Полученные результаты свидетельствуют о пригодности разработанных методов расчета расхода и количественной оценки фазового распределения метанола и воды для реальных условий промышленной обработки оренбургского газа. Это позволяет прогнозировать изменения состава и количества ВМС и ВМР в процессе сепарации газа на УКПГ. В свою очередь, потенциальная коррозионная агрессивность газа, транспортируемого с УКПГ на ГПЗ, определяется концентрацией метанола в С-02: коррозионное воздействие газа тем больше, чем меньше $S_{ж}$ (если ВМР не осаждается из газа в ТП), поскольку парциальное Р воды над ВМР в С-02 и ее содержание в газе повышаются.

В связи с отмеченным выше изменением параметров добываемого газа в ходе эксплуатации ОГКМ выполнены расчеты состава ВМР в С-02 при $P < 6,5$ МПа. Результаты расчетов показали, что самые неблагоприятные условия (по коррозионной активности обработанного газа) наблюдаются при более высокой t исходного газа, которой соответствует его большая величина W . Такие условия создаются по мере снижения $P_{сеп.}$ при заданном Р обработанного газа, вплоть до его выравнивания на входе и выходе с УКПГ. Проведенные расчеты выявили количественную зависимость минимальной величины $S_{ж}$ от $t^{\circ}C$ и Р, описываемую уравнением (11) с погрешностью ее определения $\pm 4\%$ мас.:

$$S_{ж} = 40 - 1,25 t + 2,93 \lg P/6,5 \quad (11).$$

Найденная расчетная зависимость позволяет вычислить W газа как в текущий, так и в последующий период эксплуатации ОГКМ (при изменении параметров добываемого газа), определить влияние вводимого в газ метанола (ингибитора гидрообразования) на величину W и его коррозионную агрессивность, но и сократить расход этого токсичного химвагента (до 1,721-1,590 кг/1000 м³ газа).

Следует отметить, что некоторое сокращение расхода метанола на предупреждение образования газовых гидратов обусловлено также отмеченным выше обводнением добывающих скважин, т.е. увеличением выноса на поверхность совместно с добываемой продукцией пластовой воды. Содержащиеся в пластовой воде хлориды кальция, натрия и др. минеральные соли снижают $t^{\circ}C$ гидратообразования, как и специально вводимый для этой цели в скважины ингибитор – метанол. Это позволило предложить и внедрить на обводненных добывающих скважинах ОГКМ дискретную закачку метанола (в составе комплексного ингибитора - КИГИК). В результате достигнута заметная экономия метанола (~ 0,3 кг/1000 м³ газа) при сохранении устойчивого безгидратного режима работы скважин.

В то же время обводнение добывающих скважин в ходе эксплуатации ОГКМ вызывает разбавление ВМР, получаемого при НТС на УКПГ и направляемого на ректификационное концентрирование. Ректификация сильно разбавленного ВМР увеличивает потери метанола с кубовым остатком. Для сокращения потерь метанола разработана двухступенчатая ректификация ВМР: на I-ой ступени концентрацию ВМР повышают до 50-60% об. (температура низа ректификационной колонны $t_n = 135-140^{\circ}C$, температура верха $t_b = 105-110^{\circ}C$), на II-ой ступени доводят концентрацию метанола до 90-95% об. в обычном режиме ректификации ($t_n = 100-105^{\circ}C$, $t_b = 68-70^{\circ}C$). При двухступенчатой регенерации ВМР из него практически полностью извлекается метанол (потери метанола с кубовым остатком составляют 0,05-0,08% об.).

В развитие этих исследований усовершенствована система сбора пластовой продукции. Проектом обустройства ОГКМ была предусмотрена лучевая схема сбора пластовой продукции, при которой каждая скважина подключалась к блоку входных ниток (БВН) на УКПГ по отдельному шлейфу протяженностью 1-5 км и сопровождалась индивидуальным ТП для подачи ингибитора гидратообразования (метанола). В начальный период падающей добычи вновь вводимые в эксплуатацию скважины присоединяли к существующим недогруженным шлейфам (в целях экономии капитальных затрат на обустройство скважин). Такие подключения постепенно сократили возможности схемы сбора по контролю параметров работы скважин и исследования их продуктивности. По мере строительства скважин в отдаленных зонах ОГКМ протяженность отдельных шлейфов возросла до 15-20 км. Поэтому схема сбора пластовой продукции была изменена.

Обустройство вновь вводимых скважин стали производить по коллекторной схеме: скважины присоединяли к сборно-распределительным гребенкам (СРГ), состоящим из 1-2 рабочих коллекторов, контрольного коллектора и коллектора для подачи ингибитора. При данной конструкции СРГ высоко- и низкодебитные скважины раздельно подключаются к различным рабочим коллекторам, а при необходимости исследования параметров эксплуатации скважины – к контрольному коллектору. В то же время при вводе новых скважин действующие шлейфы используются в качестве СРГ, к которому переподключаются недогруженные и освободившиеся шлейфы. Выпущенное совершенствование схемы сбора пластовой продукции позволило ввести в разработку дальние недренлируемые зоны ОГКМ с наименьшими капитальными и эксплуатационными затратами.

Проведена реконструкция БВН, который по проекту включал рабочий, контрольный и факельный коллектора и позволял распределять добываемую продукцию через рабочий коллектор по идентичным технологическим линиям УКПГ, а также переключать шлейфы на контрольную или факельную линию и одновременно подавать ингибитор в каждый шлейф. В условиях падения $R_{\text{пласт}}$ состав фонда скважин распределился на категории: обводненные (5-150 т пластовой воды/сут.), "сухие" газовые высоко- и низкодебитные. Последние из-за низкой скорости газа периодически перекрываются ("задавливаются") жидкостью.

Согласно проведенной реконструкции БВН построен дополнительный рабочий коллектор для сбора продукции из низкодебитных обводненных скважин, а также перераспределены технологические линии УКПГ на 2 типа: ТЛ-А (для сбора "сухих" газовых скважин), содержащая сепараторы I и II (горизонтальный увеличенного объема) ступеней; ТЛ-Б (для сбора продукции обводненных и низкодебитных скважин), содержащая сепараторы I и II (вертикальный) ступеней, трехфазный сепаратор увеличенного объема. Эта реконструкция значительно повысила эффективность работы БВН и УКПГ. Экономический эффект от усовершенствования системы сбора и промышленной обработки пластовой продукции ОГКМ составил свыше 15,5 млн. руб. (на 31.12.99 г.).

2. Выбор экологически безопасного варианта промышленной подготовки и транспорта сероводородсодержащего газа на ОГКМ

Величина W обработанного на УКПГ газа определяется, как показано выше, параметрами сепарации в С-02 (P , t , $C_{ж}$), а в ТП – только изменениями P и t . Вследствие незначительного снижения P газа в ТП (на 0,1-0,3 МПа), его W явля-

ется функцией $t_{\text{ТП}}$. При низкой $t_{\text{сеп.}}$ величина φ уменьшается, что благоприятно сказывается на режиме работы ТП. Неблагоприятные условия создаются при повышении $t_{\text{сеп.}}$ в С-02 или вводе ДКС из-за снижения в обоих случаях $P_{\text{сеп.}}$.

Равновесное влагосодержание газа в присутствии метанола (W_c) на начальном участке ТП (после С-02) можно рассчитать по формуле (12), выведенной на основании уравнения (1):

$$\lg W_c = \lg K_B + \lg W_o (P_{\text{сеп.}}, t = 0^\circ\text{C}) + \alpha_{\text{сеп.}} \cdot t_{\text{сеп.}} \quad (12).$$

Поскольку K_B соответствует минимально допустимой концентрации метанола для предупреждения гидратообразования в С-02, вычисленная по уравнению (12) величина W_c максимальна. Величина φ газа в ТП определяется уравнением (13):

$$\lg \varphi = \lg W_c - \lg W_{\text{ТП}} \quad (13),$$

а при условии примерного равенства (до ввода ДКС) $P_{\text{сеп.}}$ и P в конечной точке ТП (около 6,5 МПа) – уравнением (14):

$$\lg \varphi = 1,839 - 0,033 t_{\text{сеп.}} - 0,025 t_{\text{ТП}} \quad (14).$$

Согласно (14) можно оценить, при каком снижении $t_{\text{ТП}}$ (в сравнении с $t_{\text{сеп.}}$) величина φ достигнет 100%. Величина $t_{\text{ТП}}$ в реальных условиях рассчитывается по известному уравнению, связывающему $t^\circ\text{C}$ транспортируемого газа, грунта (окружающего ТП) и расход газа в ТП.

При вводе в эксплуатацию ГДКС и смешении потоков газа с разных УПКГ расчет W_c необходимо проводить интегральным путем, а для вычисления φ выведено уравнение (15) в аналитической форме:

$$\varphi_{(\%) } = \frac{5,75 \sum_{n=1}^n Q_i \left(\frac{0,49}{P_{\text{сеп.}}} + 0,045 \right) \exp(0,076 i_{\text{сеп.}} - 0,271 \lg \frac{P_i}{6,5})}{\exp 0,0575 t_{\text{ТП}}} \cdot 100 \quad (15),$$

где: Q_i , $i_{\text{сеп.}}$ и P_i – значения расхода, $t^\circ\text{C}$ и $P_{\text{сеп.}}$ газа на каждой УПКГ.

Уравнение (15) позволяет определить величину φ газа в ТП при его транспорте с УПКГ, различающихся условиями обработки. Для объективной оценки качества промышленной подготовки газа необходимо, наряду с величиной его влагонасыщенности, принимать во внимание и $t_{\text{р(ВМС)}}$. С целью учета смешения потоков газа разработан алгоритм расчета $t_{\text{р(ВМС)}}$, W_c и величины φ в ТП ГДКС-ТПЗ. Результаты компьютерных расчетов (с учетом и без учета присутствия метанола в газе) еще раз подтвердили положительное влияние метанола на величины $t_{\text{р(ВМС)}}$ и φ , но в то же время показали, что условие $\varphi \leq 60\%$ не выполняется, несмотря на ввод в эксплуатацию ГДКС, в ТП ГДКС-2 - ГПЗ с 1991 г., а в ТП ГДКС-1 - ГПЗ с 1992 г.

Таким образом, результаты выполненных исследований позволили установить количественную взаимосвязь между свойствами неочищенного природного газа, представляющего собой газо-жидкостную смесь, и параметрами его промышленной обработки для последующего безопасного транспорта по ТП на ГПЗ.

Основная опасность этого транспорта заключается в коррозии ТП, способной привести к их разрушению. Внутренняя поверхность ТП может поражаться сразу несколькими видами коррозии: общей (с утонением стенки), язвенной, сероводородным растрескиванием (СР) и др. Для газопроводов ОГКМ, которые изготовлены из труб импортной поставки с толщиной стенки 18-22 мм, общая коррозия, протекающая со скоростью $\sim 0,2$ мм/г, длительное время не должна представ-

лять серьезной опасности. Наиболее опасным видом коррозии служит СР, проявляющееся в двух формах – сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКР) и водородно-индуцированных расслоений (ВР). Оба вида СР до последнего времени оставались малозученными и труднораспознаваемыми (вплоть до разрушения ТП).

Аварийное разрушение ТП ведет, соответственно, к выбросу токсичного H_2S -содержащего в атмосферу с нанесением значительного экологического ущерба окружающей среде. Риск коррозионного разрушения усиливается с ростом диаметра ТП из-за высокого Р транспортируемого по нему газа (6-8 МПа), создающего в его стенках (независимо от их толщины) значительные внутренние напряжения. Развитию СКР и ВР также способствует кислотность транспортируемой среды, пропорциональная парциальному P_{H_2S} . По общепринятому мнению, скорость всех видов коррозии трубных сталей очень мала при ϕ газа $\leq 60\%$. Однако, в результате исследований, проведенных с участием автора, но оставленных за рамками данной диссертации, установлено, что подверженность сталей СР зависит не столько от влажности газа, сколько от свойств и структуры самого металла, величины его внутреннего напряжения.

С учетом изложенного проведен анализ возможных вариантов промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа по ТП, соединяющим УКПГ с ДКС и ГПЗ. Такие варианты представлены на рис. 5 со следующими обозначениями:

- 1) ГДКС – групповые дожимные компрессорные станции, обеспечивающие, соответственно, сжатие газа от 3,2 до 6,7 МПа (ГДКС-1), от 1,6 до 3,2 МПа (ГДКС-2), от 0,8 до 1,6 МПа (ГДКС-3);
- 2) ГПХУ – групповые пропановые холодильные установки;
- 3) БВН – блок входных ниток;
- 4) C_2H_6 – углеводороды, H_2O – вода.

При транспорте охлажденного газа от УКПГ до ГПЗ по *I-ому варианту* коррозионное поражение ТП должно быть меньше по сравнению с *II-ым вариантом*, т.к. известно, что скорость общей коррозии стали возрастает вдвое при повышении t на $30^\circ C$. Кроме того, меньшая t газа в ТП надежнее обеспечивает 60% уровень ϕ и предотвращает конденсацию жидкой фазы. *II вариант*, в отличие от *I-го*, менее опасен на участке ГДКС-ГПЗ, поскольку при аварийной остановке ГДКС предусмотренное в этом блоке охлаждение газа до $0^\circ C$ с отделением влаги более надежно обеспечит $\phi \sim 60\%$ при входе на ГПЗ, чем в *варианте I*.

Транспорт газа по *III-му варианту* еще более коррозионно опасен, чем в *I и II вариантах*, т.к. согласно ему предполагается осуществлять совместный транспорт всей газожидкостной смеси, поступающей из скважин до УКПГ (до узла сепарации). В таком случае ни ожидаемая оптимальная скорость потока (3-5 м/с), ни применяемая ингибиторная защита (малоэффективная в области верхней образующей трубы) не способны надежно решить проблему коррозии ТП.

IV вариант транспорта газа по коррозионным условиям мало отличается от *III-его*. Несмотря на сепарацию в УКПГ части жидкой фазы, остаточное ее количество способно вызвать интенсивную общую коррозию ТП. Возможные скопления жидкости (в застойных зонах), представляющие наибольшую коррозионную

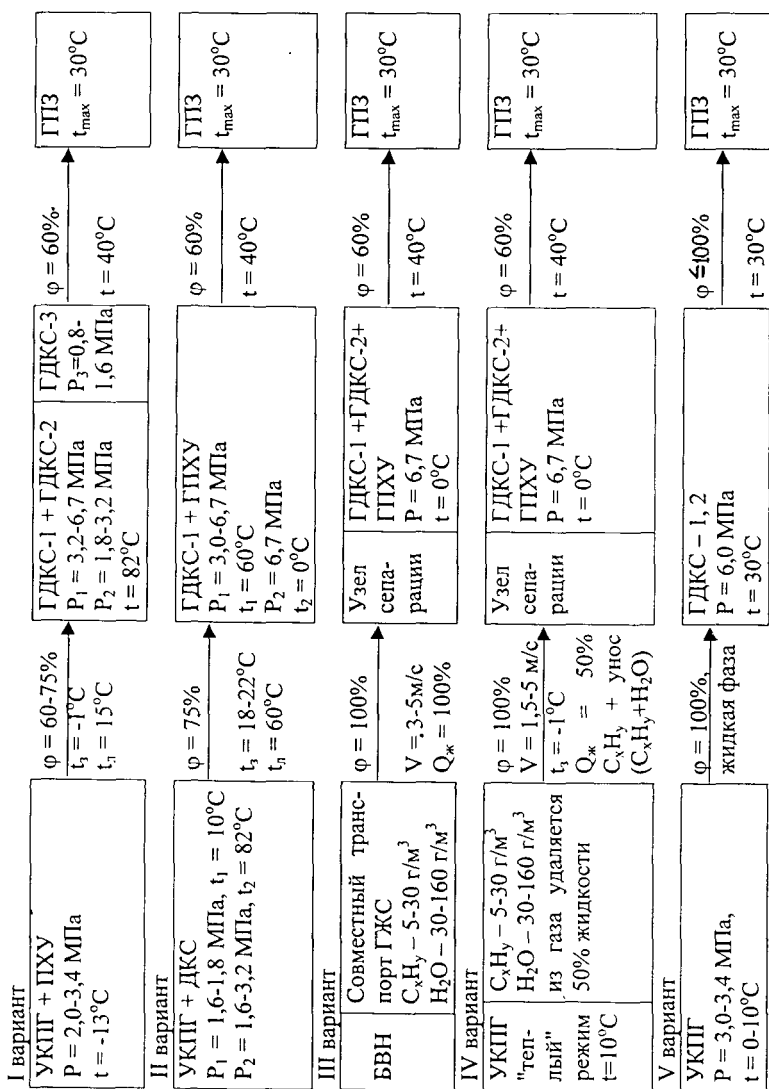


Рис. 5. Варианты транспорта неочищенного кислородного газа от УКПГ до ГПЗ на ОГКМ

угрозу, должны периодически удаляться с помощью скребков с последующим нанесением эффективного пленкообразующего ингибитора коррозии.

Среди 4-х рассмотренных вариантов подготовки и транспорта неочищенного газа от УКПГ до ГПЗ наиболее надежным и безопасным следует признать *I-ый*, несколько более опасным – *II-ой*, еще более опасными – *III и IV*. Однако такое ранжирование сделано на основании возможности предотвращения общей коррозии при транспорте H_2S -содержащего газа с $\varphi = 60-75\%$. В то же время *I и II варианты* не гарантируют отсутствия СКР и, тем более, ВР, развитие которых зависит, как отмечено выше, не столько от влажности кислого газа, сколько от уровня напряжений в стальной стенке ТП.

Таким образом, ни один из вариантов транспорта газа от УКПГ до ГПЗ не является абсолютно безопасным и надежным для предупреждения возможных повреждений ТП сероводородной коррозией. По-видимому, эта проблема могла бы быть решена только комплексным применением для сооружения ТП ($D_y 700$) сталей, стойких к СКР и ВР, качественной подготовкой (сепарацией и осушкой до $\varphi \sim 60\%$) газа к транспорту, качественной профилактической защитой ТП пленкообразующими ингибиторами коррозии, надежной электрохимической защитой ТП, оптимизацией режима течения двухфазной газожидкостной смеси в ТП, правильным вводом новых ТП в эксплуатацию и выводом эксплуатируемых ТП в консервацию с последующим вводом их в работу, правильным проведением гидравлических испытаний ТП и последующим вводом их в работу и т.д.

Однако в настоящее время и в ближайшем будущем перечисленные меры, которые необходимо применять совместно, практически неосуществимы на данном этапе эксплуатации ОГКМ. В связи с этим *V вариант* подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа имеет определенные преимущества. При таком варианте транспорта влажного газа, отдельные примеры использования которого известны за рубежом (в Германии), стальной ТП в течение длительного времени не подвергается СКР и ВР. Кроме того, дросселирование добываемого газа на УКПГ до $P \leq 3,0$ МПа (вплоть до $P_{вх} \geq 1,6$ МПа на ГДКС) способно обеспечить его влажность $< 100\%$. Даже при очень большом падении $P_{пласт.}$ газ мог бы подаваться на УКПГ вообще без предварительного дросселирования при φ , близком к 100% .

Именно *V вариант* транспорта газа от УКПГ до ГПЗ является наименее опасным в коррозионном и, соответственно, экологическом отношении и наиболее просто реализуемым в компрессорный период эксплуатации ОГКМ. Однако важным условием его практического осуществления является определение коррозионного состояния ТП, эксплуатируемых на ОГКМ уже более 20 лет.

3. Коррозионное состояние и прогнозирование работоспособности оборудования и газопроводов ОГКМ

Контроль за коррозионным состоянием *иллейфовых ТП* осложнен их подземным исполнением, в связи с чем основным методом, позволяющим оценить указанное состояние, служит их периодическое гидравлическое испытание на прочность. Кроме того, при плановом ремонте вырезаются участки ТП для комплексного исследования свойств металла на соответствие нормам ТУ. Результаты этих исследований показали, что большинство механических свойств (прочность, текучесть, ударная вязкость и др.) металла труб после их длительной эксплуатации

остаются, в основном, в пределах норм ТУ. Следовательно, коррозия шлейфов на данной стадии эксплуатации ОГКМ еще не достигла существенного развития.

Кроме того, с применением известного расчетного метода Гейтела - Даклера проанализирована структура транспортируемого двухфазного газожидкостного потока, которая может способствовать его коррозионной агрессивности. Наиболее эффективным для предотвращения коррозии режимом течения считается дисперсно-кольцевой (ДК), наименее благоприятным – волновой расслоенный (ВРС). Все скважины подразделены на 12 групп по величине их дебита (0-1,2 млн. м³/сут). Структура двухфазного потока резко изменяется даже при незначительном отклонении ТП от горизонтального положения.

Согласно выполненным расчетам шлейфы всех скважин первых 3 групп (с дебитом до 300 тыс. м³/сут) потенциально подвержены коррозии и в жидкой, и в газовой фазе, т.к. даже на горизонтальных участках трассы имеют ВРС-режим течения. Определены шлейфы, на контроль коррозионного состояния которых необходимо обратить особое внимание, например, обводненных скважин 7001 (УКПГ-7), 504, 511 (УКПГ-8) и др. При горизонтальной ориентации часть шлейфов 4-6-ой групп (с дебитом до 600 тыс. м³/сут) работает при ДК-режиме, а часть – при ВРС-режиме. При нисходящей ориентации ($\alpha \leq 2^\circ$) во всех этих шлейфах реализуется только ВРС-режим. В особо неблагоприятных условиях эксплуатируются шлейфы скважин 115 (УКПГ-2), 410 (УКПГ-3), 161, 176, 196 (УКПГ-6) и др.

Шлейфы большинства скважин 7-9-ой групп (с дебитом до 900 тыс. м³/сут) работают при ДК-режиме (горизонтальная ориентация), но часть из них – при ВРС-режиме (на нисходящих участках ТП). Все шлейфы 10-12-ой групп (с дебитом до 1,2 млн. м³/сут) транспортируют пластовую продукцию в ДК-режиме как на горизонтальных, так и нисходящих участках трассы, что способствует их минимальной коррозии и в жидкой, и в газовой фазе.

По данным коррозиметров и образцов-свидетелей скорость общей коррозии *оборудования УКПГ* не превышает допустимой проектом – 0,254 мм/год. Техническое освидетельствование аппаратов УКПГ во время планово-предупредительного ремонта показало, что в первые 5 лет эксплуатации наблюдается незначительная язвенная коррозия (до 0,5 мм) вблизи уровня раздела фаз сепараторов. В последующие 5 лет эксплуатации в некоторых аппаратах обнаружены коррозионные язвы глубиной до 3 мм. После 10-12-летней эксплуатации основных аппаратов УКПГ во многих из них (в 67 из 122 обследованных) найдены ВР металла стенок с помощью наружного УЗ-контроля.

Как отмечалось выше, наиболее опасны коррозионные поражения *ТП большого диаметра*, соединяющих УКПГ с ГПЗ. Результаты проводимого до 1988 г. их коррозионного контроля с помощью общепринятых методов: определения скорости коррозии по образцам-свидетелям, по данным коррозионных и водородных зондов, наружного УЗ-контроля и др. позволяли предположить наличие большого количества дефектов на внутренней поверхности, но не давали прямой информации.

В связи с этим в 1990-1996 г.г. выполнено первое в России внутритрубное обследование газопроводов. Инспекции подвергнуты все 14 соединительных ТП от 11 УКПГ до ГПЗ (некоторых дважды и трижды) с применением внутритрубного дефектоскопа "Ultrascan". Этот компьютеризированный снаряд-дефектоскоп гене-

рирует УЗ-импульс, который отражается дважды – от наружной и внутренней поверхностей стенки – и по разнице времени возврата "эхосигнала" определяется ее толщина, а также дефекты в ней: различные включения, расслоения, утонение стенки, вмятины и язвы. Наряду с типом дефекта и его местоположением по длине трубы, фиксируются размеры и угловые координаты дефекта в поперечном ее сечении относительно нулевой позиции (верхней образующей).

При первоначальной инспекции с помощью "Ultrascan" выявлено более 14 тыс. дефектов различных типов и категории опасности, из них 8162 дефекта представляют неметаллические включения, т.е. металлургические дефекты (58% всех дефектов). Наибольшее количество расслоений зафиксировано ТП УКПГ-6 – 829, УКПГ-8 – 422 и УКПГ-3 – 408. Максимальное поражение язвенной коррозией отмечено в ТП УКПГ-8. Утонение стенки труб (в основном наружное) преобладает в ТП УКПГ-8 и УКПГ-6 (рис. 6). Расположение дефектов по периметру труб носит относительно равномерный характер, а по длине ТП неравномерно без какой-либо четкой зависимости.

Повторный прогон дефектоскопа "Ultrascan" выявил существенные отличия от первоначального обследования: резко уменьшилось число дефектов типа "неметаллические включения", "расслоения", "вмятины" и "вздутия", но увеличилось число дефектов типа "потеря металла" (табл. 2). Сокращение количества дефектов объясняется проведением работ по ремонту ТП, а рост общей коррозии ("потери металла") – по всей вероятности, ужесточением условий их эксплуатации, связанных с увеличением добычи пластовой воды, ухудшением качества подготовки природного газа к транспорту (из-за "теплого" режима сепарации) и т.п.

Таблица 2

Количество выявленных дефектов при внутритрубной УЗ-дефектоскопии трубопровода УКПГ-8 – ГПЗ в 1990 и 1995 г.г.

Типы дефектов	1990 г.	1995 г.
Потеря металла	561	1278
Неметаллические включения	578	44
Расслоения	127	23
Вмятины	43	23
Вздутия	7	0

За истекший 5-летний период возросло не только число внутренних дефектов типа "потеря металла", но и их глубина. Оказалось, что глубина указанных дефектов увеличивается на первых километрах участка ТП от УКПГ до ГДКС и в еще большей степени – на участке от ГДКС до ГПЗ (рис. 7). На участке УКПГ – ГДКС это связано, по-видимому, с повышенной ф газа после сепарации и относительно малой линейной скоростью его движения, не обеспечивающей ДК-режим движения двухфазного потока. На участке ГДКС – ГПЗ газовый поток имеет меньшую ф и более высокое Р (и линейную скорость), но его t°С повышается до 40°С, а ф возрастает по мере охлаждения, что способствует усилению коррозии.

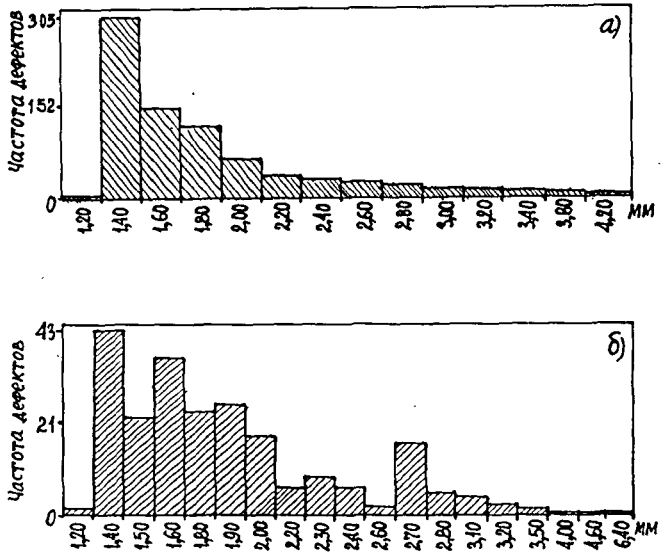


Рис. 6. Распределение по глубине дефектов на наружной (а) и внутренней (б) поверхностях трубопровода УКПГ-6 (2 нитка) – ГПЗ (по данным внутритрубной УЗД 1995 г.)

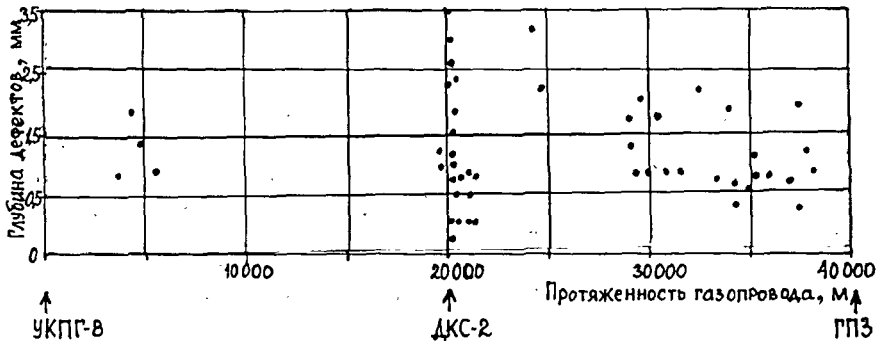


Рис. 7. Распределение дефектов "потери металла" по глубине на внутренней

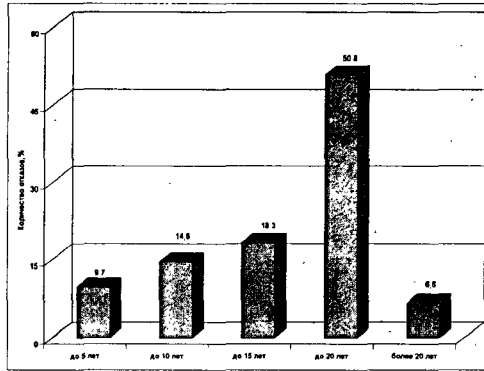
В целом, можно заключить, что металлургические дефекты имеют случайный характер распределения по длине и окружности труб соединительных ТП; глубокие коррозионные дефекты составляют незначительную часть общего их числа. Ужесточение режима эксплуатации ТП изменило коррозионную ситуацию: увеличилась скорость общей коррозии, поверхностных дефектов стало значительно больше, количество дефектов с глубинами, превышающими припуск на коррозию (2 мм), также увеличилось. Основным типом повреждений соединительных ТП на современном этапе является общая и язвенная коррозия.

Развитие выявленных коррозионных поражений приводит к закономерному выходу из строя (отказу) металлоконструкций. Проанализированы характерные отказы оборудования и ТП в системе сбора, промышленной подготовки и транспорта H_2S -содержащего газа, подвергшихся его длительному коррозионному воздействию. Установлено (рис. 8), что основными причинами отказов являются язвенная коррозия (42,5%) и ВР (20,3%), механические повреждения (13,7%), СКР (13,3%). Распределение отказов по периодам эксплуатации и по видам оборудования свидетельствует об увеличении их числа за 15-20 лет. Например, аппроксимированные соответствующими кривыми рост ежегодного числа и вероятности отказов ТП, а также снижение вероятности периода их безотказной работы (рис. 9), показывают, что не следует ожидать резкого увеличения отказов до 2005 г.

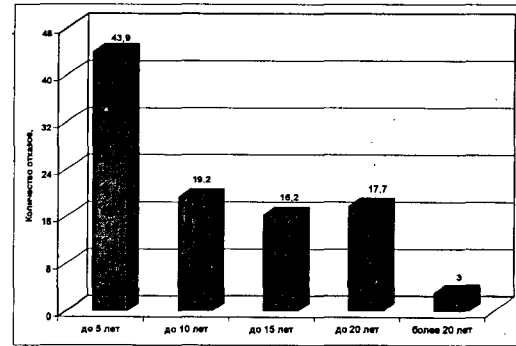
В развитие этого прогноза разработана (с применением регрессионного анализа) модель коррозионных повреждений соединительных ТП по данным их внутритрубной УЗ-дефектоскопии. Анализ выведенного уравнения выявил определенные зависимости числа и распределения дефектов на внутренней поверхности ТП от влажности, P и $t^{\circ}C$ газа, толщины стенки и т.д. На рис. 10 приведено распределение дефектов в ТП УКПГ-6 и –8 – ГПЗ по данным 1990 и 1995 г. (ломаные линии 1 и 2). Кривые 3 (Модель-1) представляют собой прогноз распределения дефектов в 1995 г. по данным 1990 г. Относительное расхождение кривых 2 и 3 составляет менее 15%. Кривые 4 (Модель 2) – прогноз распределения дефектов в 2000 г. по данным 1995 г. Видно, что при сохранении действующего режима эксплуатации ТП число дефектов может увеличиться не более, чем в 2 раза.

Для оценки ресурса металлоконструкций предложен экспресс-метод определения их работоспособности в H_2S -содержащих средах, базирующийся на известной функциональной зависимости долговечности от напряжения. Образцы из неиспользованного металла, соответствующего по химическому составу, термомеханической обработке и механическим свойствам металлу контролируемого аппарата или ТП, выдерживают заданное время в коррозионной среде (среде NACE) при постоянной нагрузке. При этом в металле накапливаются микрповреждения, которые затем усиливают при медленном растяжении образца в той же среде и определяют величину относительного сужения (ψ_c), характеризующую сопротивление стали СКР. Строят график изменения ψ_c от времени предварительного наводороживания под нагрузкой (рис. 11) и совмещают шкалу времени предварительной выдержки образцов со шкалой планируемого срока эксплуатации ТП.

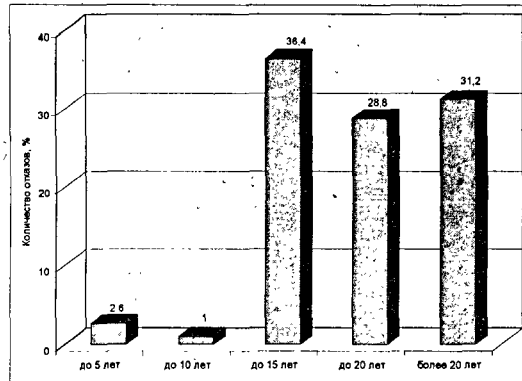
В тех же условиях испытывают образцы металла, вырезанного из контролируемого аппарата или ТП, и определяют величину $\psi_{c(6/3)}$, характеризующую по-



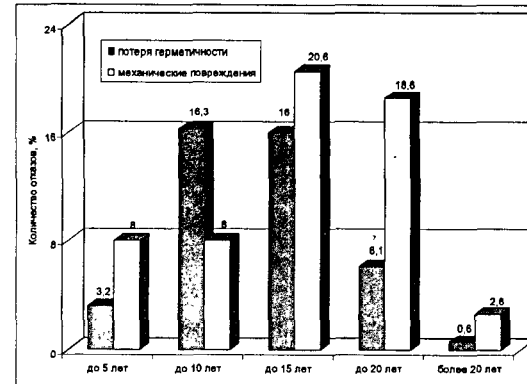
а) Язвенная коррозия



б) Сероводородное растрескивание



в) Водородное расслоение



г) Механические повреждения и потеря герметичности

Рис. 8. Причины отказа оборудования

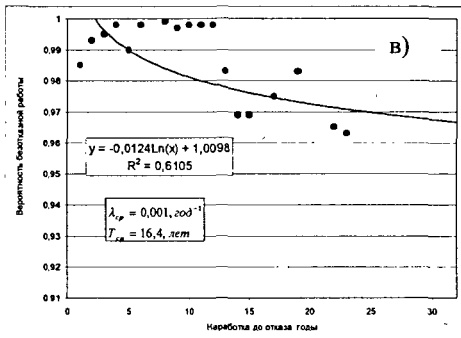
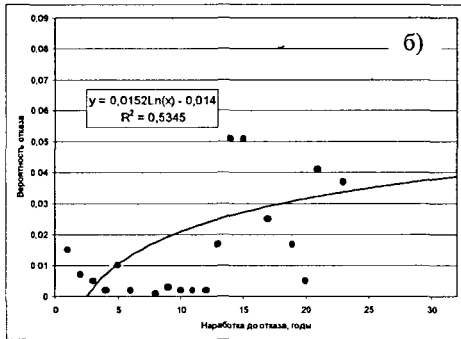
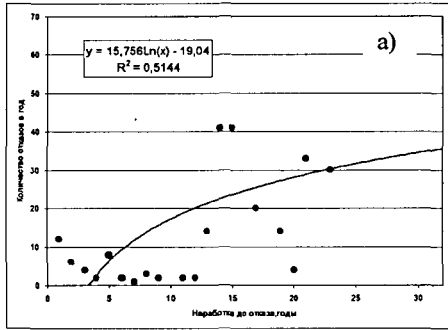


Рис. 9. Зависимости характеристик отказов ТП от наработки на отказ

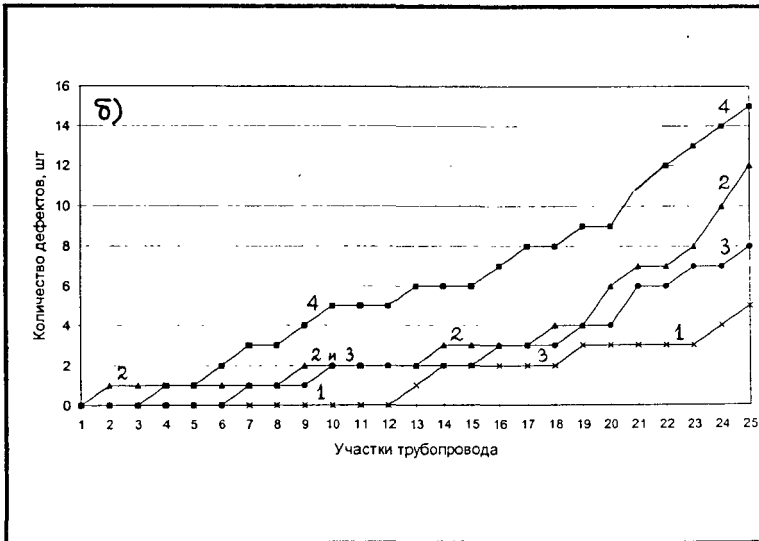
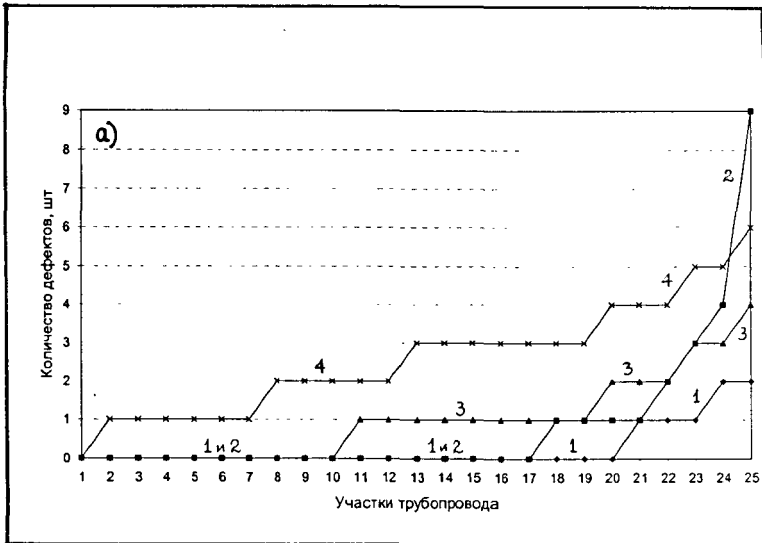


Рис. 10. Дефекты внутренней поверхности по данным внутритрубной дефектоскопии (1 – УЗД-90, 2 – УЗД-95) и модели прогноза (3 – на 1995 г., 4 – 2000 г.) дефектности ТП: а) УКПГ-6 – ГПЗ. б) УКПГ-8 – ГПЗ

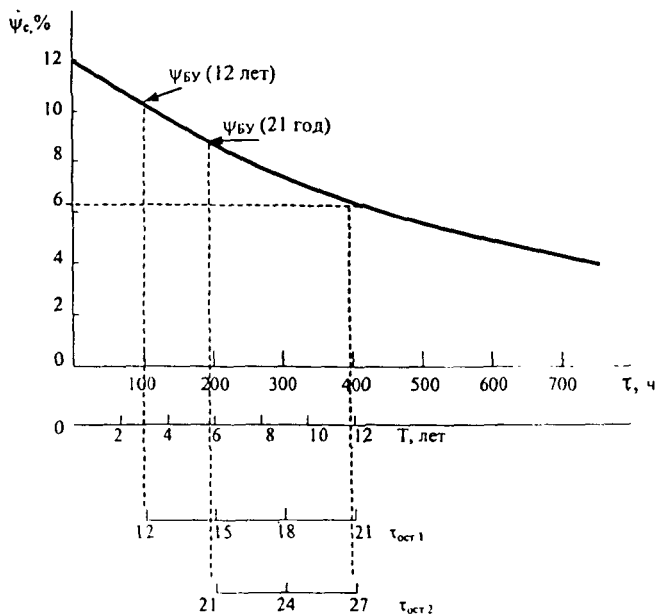


Рис. 11 Графический способ оценки ресурса работоспособности ТП после длительной эксплуатации

врежденность металла вследствие эксплуатации. Значение $\Psi_{с(6/3)}$ отмечают на кривой и, переходя к шкале планируемого времени эксплуатации ТП, оценивают выработанный его металлом ресурс работы.

Еще один метод оценки остаточного ресурса ТП после их длительной эксплуатации базируется на расчете напряжений в области нетрещиноподобных дефектов, разрушающего и допустимого рабочего P по модифицированной методике института Баттеля. Размеры повреждений определяются на основе данных наружной или внутритрубной дефектоскопии с учетом, в случае необходимости, результатов наружного неразрушающего контроля дефектного участка ТП. При этом внутренние дефекты типа неметаллических включений и металлургических расслоений принимаются за несплошности, которые определяют по С-сканам (изображению дефектов на дисплее дефектоскопа в плане — длине дефектов) и В-сканам (изображению в плане и в продольном сечении стенки трубы — длине и высоте дефекта) и "приводят" к внутренней поверхности трубы.

Оценку прочности дефектных участков ТП осуществляют по специальной компьютерной программе. При этом строят графики, ограничивающие размеры дефектов и позволяющие их классифицировать (рис. 12). В зависимости от области расположения дефектов на графиках, определенных наружной или внутритрубной дефектоскопией, устанавливают условия дальнейшей эксплуатации или необходимость ремонта данного участка ТП. В случае продолжения эксплуатации ТП с

дефектами проводят расчет $P_{\text{раб.доп.}}$ и, соответственно, снижают в нем P .

Таким образом, остаточный ресурс ($T_{\text{ост.}}$) отремонтированного ТП с повреждениями поверхности определяется глубиной, на которую могут "подрасти" дефекты, равной расстоянию между кривыми 2 и 3 на рис. 12.

Наряду с вышеизложенным, предложено определять $T_{\text{ост.}}$ ТП по "доминирующему" дефекту и рассчитанной для него скорости коррозии. Этот ресурс фиксируется от момента обнаружения допустимых дефектов до момента их перехода в предельные, ограниченные кривой 3 на рис. 12. Принимая постоянными скорости изменения глубины и длины коррозионных нетрещиноподобных дефектов, величину $T_{\text{ост.}}$ вычисляют из соотношения (16):

$$T_{\text{ост.}} = T_{\text{экс}} \left(\frac{C_m}{C_{\text{экс}}} - 1 \right) \quad \text{или} \quad T_{\text{ост.}} = T_{\text{экс}} \left(\sqrt{\frac{A_m}{A_{\text{экс.}}}} - 1 \right) \quad (16)$$

где: $T_{\text{экс}}$ – срок эксплуатации трубопровода до момента обнаружения дефекта;

$C_{\text{экс}}$ ($A_{\text{экс}}$) – глубина (площадь) дефекта в момент его обнаружения;

$C_{\text{пр}}$ ($A_{\text{пр}}$) – то же в момент достижения дефектом предельной величины.

При развитии выявленных нетрещиноподобных повреждений возможен перевод ТП из состояния проектной в режим подконтрольной эксплуатации. Если размеры повреждений увеличатся, участок ТП подлежит ремонту в плановом или срочном порядке. Рассчитанный описанным выше образом $T_{\text{ост.}}$ для участков ТП, имеющих наиболее значимые повреждения поверхности и находящиеся в эксплуатации 15 лет, составляет 12-26 лет эксплуатации.

На основе изложенных выше результатов исследований разработано нормативное отраслевое "Положение о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия "Оренбурггазпром", подверженных воздействию сероводородсодержащих сред", утвержденное ОАО "Газпром" в 1998 г.

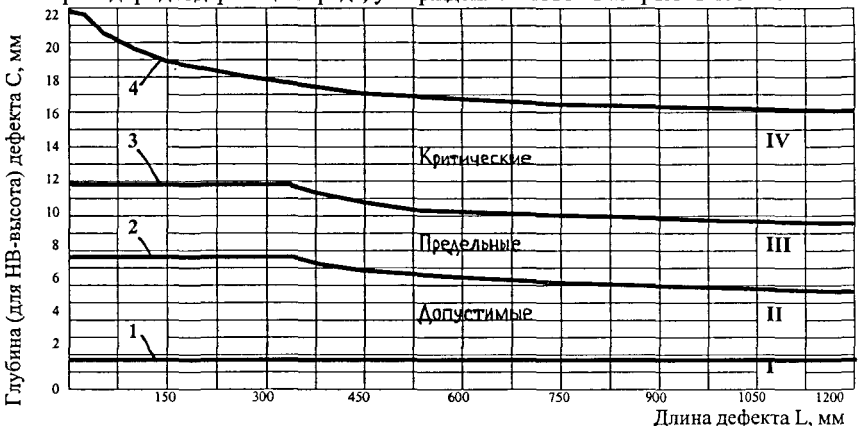


Рис. 12. Графики, ограничивающие размеры дефектов ТП

4. Повышение эффективности противокоррозионной защиты газопроводов обработкой ингибиторами

С самого начала эксплуатации ОГКМ ингибиторами обрабатываются все объекты добычи, подготовки и транспорта газа, а также системы очистки сточных вод и подземные емкости хранения газоконденсата. Обработка каждого из этих объектов специфична и требует различных по своей эффективности ингибиторов. Например, для защиты соединительных ТП и оборудования УКПГ необходимы ингибиторы, противодействующие развитию СКР и ВР; для защиты оборудования скважин – ингибиторы общей и язвенной коррозии и т.п.

За истекший более чем 25-летний период эксплуатации ОГКМ использовались различные ингибиторы, однако существенной разницы между ними в промышленных условиях применения не отмечено. Даже применявшийся при гарантийном освоении систем сбора, промысловой подготовки и транспорта оренбургского газа высокоэффективный импортный ингибитор "Visco 904 NI", как оказалось, способствует эмульгированию воды в газоконденсате, повышенному пенообразованию водных растворов этаноламинов, применяемых на ГПЗ для сероочистки газа, а также снижает дебит добывающих скважин из-за ухудшения проницаемости пласта.

В большей степени эффективность ингибиторов дифференцируется при ее лабораторных исследованиях. Например, проведены комплексные коррозионные исследования на образцах из различных сталей (табл. 3). Сравнивали отечественные ингибиторы И-1 Д-1, И-3 ДМ и И-21 Д-1 с импортным "Visco 904 NI". Испытания проводили при атмосферном (t 80°C) и повышенном ($P_{\text{общ}}$ 5 МПа, $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 0,7 МПа, P_{CO_2} 2,1 МПа) давлении (t 110°C). Для имитации коррозионной среды газоконденатного месторождения применяли эмульсионную систему: 5 объемов водного раствора, содержащего 3% NaCl и 0,025% уксусной кислоты, и 1 объема бензина А-72. Эффективность ингибиторной защиты от общей коррозии определяли гравиметрическим методом, от охрупчивания (ВР) – методом перегиба (ГОСТ 1579-63) по остаточной пластичности проволоки из стали СВ 08А, а от СКР – испытанием образцов Ст 45 согласно РД 39-0147103-324-96.

Из данных табл. 3 следует, что при атмосферном P и t 80°C в указанной двухфазной эмульсионной системе, содержащей относительно небольшое количество H_2S (парциальное $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 0,1 МПа), общая коррозия Ст 20 очень эффективно поддается всеми испытанными ингибиторами ($Z = 93-96\%$ в диапазоне концентраций 0,3-1,0 г/л). В тех же условиях охрупчивание стали СВ 08А лучше всего предотвращается ингибиторами И-21Д-И и И-3ДМ ($Z = 93\%$), в меньшей степени – "Visco 904 NI" ($Z = 83\%$) и И-1Д-1 (67%). При ужесточении условий ($P_{\text{H}_2\text{S}}$ 0,7 МПа, P_{CO_2} 2,1 МПа, t 110°C) скорость общей коррозии Ст. 20 возрастает (с 0,1 до 0,6 г/м²·ч) даже в присутствии ингибиторов, самыми активными из которых являются И-3ДМ ($Z = 91-92\%$) и "Visco 904 NI" ($Z = 90\%$), менее эффективны И-1Д-1 ($Z = 80-90\%$) и И-21Д-И ($Z = 73\%$). Ингибитор И-3ДМ хорошо защищает Ст. 45 от СКР при t 120°C в H_2S -содержащей среде ($Z = 74\%$), несколько хуже И-1Д-1 ($Z = 60\%$) и И-21Д-И ($Z = 58\%$), менее всего – Visco 904 NI ($Z = 46\%$).

Суммируя результаты проведенных испытаний, следует признать наиболее эффективным и разносторонне действующим ингибитором И-3ДМ. Этот ингибитор в значительной степени сохраняет пластические свойства сталей в наводоро-

Таблица 3

Эффективность ингибиторов коррозионного растрескивания стали Ст. 20 (по результатам лабораторных испытаний в различных условиях)

Ингибитор	Концентрация, г/л	$P_{H_2S}=0,1$ МПа, $t=80^\circ\text{C}$				$P_{H_2S}=0,7$ МПа, $P_{CO_2}=2,1$ МПа, $t=110^\circ\text{C}$		Медленное растяжение, $H_2S=2,8$ г/л, $t=20^\circ\text{C}$	
		Скорость коррозии, K , г/(м ² ·ч)	Защитное действие, Z , %	Число перегибов, n	Остаточная пластичность, %	Скорость коррозии, K , г/(м ² ·ч)	Защитное действие, Z , %	Относительное сужение образца, ψ , %	Защитное действие, Z , %
Без ингибитора		3,25	0	3,5	25	3,2	0	12,8	0
И-1 Д-1	0,3	0,10	97	8	67	0,60	80	32,7	60
	0,5	0,10	97	8	67	0,57	82	-	-
	1,0	-	-	-	-	0,10	90	-	-
И-21 Д-И	0,3	0,13	96	11	93	-	-	32,0	58
	0,5	0,10	97	11	93	0,90	73	-	-
	1,0	-	-	-	-	0,90	73	-	-
И-3 ДМ	0,25	0,13	96	-	-	-	-	37,2	74
	0,50	0,22	96	11	93	0,28	91	-	-
	1,00	-	-	-	-	0,24	92	-	-
Visco-904 NI	0,25	0,16	93	-	-	0,30	90	28	46
	0,50	0,13	96	10	83	0,30	90	-	-
	1,00	0,13	96	10	83	0,30	90	-	-

живающих средах, повышает их сопротивление СКР, а в еще большей степени – общей коррозии. Ингибитор И-3ДМ по своим защитным свойствам в средах, содержащих H_2S и CO_2 , при нормальной и повышенных t превосходит "Visco-904 NI" и рекомендован к применению (в концентрации $\geq 0,5$ г/л) для защиты металлоконструкций ОГКМ.

Классификацию ингибиторов по эффективности защитного действия от наиболее опасных видов коррозии (ВР и СКР) осуществили с применением метода математической оптимизации результатов испытаний указанных ингибиторов в различных условиях и различными методами, используя в качестве критерия функцию желательности Е.Харрингтона. Для ее построения измеренные значения отклика – степени защиты металла ($Z, \%$), преобразовывали в безразмерную шкалу желательности, выраженную уравнением: $d = \exp [- \exp (-y)]$ (где: $y = 0,12 Z - 6$), давая количественные оценки значениям отклика в диапазоне от величины $d = 0$ (абсолютно неприемлемого значения Z) до $d = 1$ (наилучшего значения Z). На этом основании установлены интервалы качественных оценок свойств ингибиторов (табл. 4) и выполнена их классификация (выборочные примеры – в табл. 5).

Таблица 4

Интервалы качественной оценки защитных свойств ингибиторов

Параметр	Качественная оценка свойств					
	Высокие	Хорошие	Удовлетворительные	Пониженные	Низкие	
d	1	0,8	0,63	0,37	0,21	0
y	6	1,5	0,77	0	- 0,48	- 6
Z	100	62,5	56,4	50	46	0

Из табл. 5 следует, что некоторые отечественные ингибиторы не уступают лучшим зарубежным аналогам и могут успешно применяться для защиты от СКР ТП и оборудования ОГКМ, а также – других видов коррозионного воздействия.

Наличие воды, содержащей до 250 г/л минеральных солей, в пластовой продукции приводит к интенсивному солеотложению в НКТ и шлейфах скважин. Вырезки из шлейфов, производимые при резком снижении пропускной способности ТП, наглядно демонстрировали перекрытие их сечения на 50-80% осадком солей, в состав которых входят, в основном, сульфат и карбонат кальция, хлорид натрия, сульфат и карбонат магния и др. соли. Эти осадки не только уменьшают производительность всего газопромыслового оборудования, но и усиливают его коррозию, поскольку формирование на поверхности металла наносимой защитной пленки ингибитора затруднено из-за хорошей адгезии осадка и его высокой плотности. Удаление осадков механическими способами сопровождается значительными эксплуатационными затратами и простоями оборудования.

Изучена эффективность ряда химических реагентов (комплексонов), способных повышать растворимость минеральных солей в воде. В качестве комплексонов испытывали

- нитрилотриметиленфосфоновую кислоту (НТФ, $N(CH_2POH)_3$);
- 2-оксипропил-1,3-диамин- N,N,N',N' -тетраметиленфосфоновую кислоту (ДПФ-1, $(H_2O_3PCH_2)NCH_2CH(OH)CH_2N(CH_2PO_3H_2)_2$);
- полиэтиленполиамин- N -метиленфосфоновую кислоту (ПАФ-13).

Таблица 5

Классификация ингибиторов сероводородного коррозионного растрескивания

Ингибитор	Степень защиты, Z, %	Качественная оценка защитных свойств
Каспий 4	81	Высокие
Travis V 4	79	
Нефтехим 3	78	
И-3 ДМ	74	
И-6 ДН	71	
Visco-904 NIK	71	
И-5 ДП	69	
Seracor 5478 AM	69	
Каспий 2	68	
Secangas SD 8119	68	
Нефтехим 1	66	
Тенгиз 40	66	
Travis S 3	66	
ИФХАНГАЗ-1	65	
Corexit 7802	65	
ИКТ-1	64	
ГИПХ-4	63	
ИКИПГ	61	Хорошие
ГАНГ-5	61	
ИНФХАНГАЗ-II	60	
ВНПП 1-39	60	
И-1 Д-1	60	
ИК-36-90	59	
И-21 Д-1	58	
И-55 ДМ	58	
ОР-6	58	
ИК-33	56	Удовлетворительные
Vaktiram 3084	56	
Travis A 5	55	
ИКБ-2-2	53	
ИХП	50	
РРТ-3	48	Пониженные
Антик	47	
Visco-904 NI	46	
Дигазфен 2	46	
ОЖ -47	45	Низкие
И-25 ДМ	45	
Vicozolin	36	
ИКБ-4 Т 1	33	
ГИПХ-7	31	
Secangas -9 V	31	
И 122-86	20	

Результаты испытаний ингибирующей эффективности комплексонов на лабораторной установке проточного действия приведены в табл. 6.

Таблица 6

Ингибирующая эффективность комплексонов при отложении CaSO_4 на стали X17H9T при температуре 70-74°C

Комплексон	Концентрация комплексона, мг/л	M_k , г	Ξ , %*)
ДПФ-1	5	0,1604	44
	20	0,0381	87
	50	0,0746	74
ПАФ-13	5	0,1683	41
	20	0,0397	86
	50	0,0764	73
НТФ	5	0,1847	36
	20	0,0456	84
	50	0,0845	71
		(0,2875-контр.опыт)	

Примечание: $\Xi^* = (1 - M_k/M_0) \cdot 100$, где: M_0 – масса осадка в контрольном опыте, M_k – масса осадка в присутствии комплексона.

Из данных табл. 6 следует, что эффективность ингибитора солеотложения зависит от его концентрации: наибольшая активность проявляется при 20 мг/л, которая снижается при меньшей и большей концентрации (в соответствии с известным пороговым эффектом). В оптимальной концентрации ДПФ-1, ПАФ-13 и НТФ обладают почти одинаковым ингибирующим действием ($\Xi = 84-87\%$). Установлено, что для растворения уже сформировавшихся осадков минеральных солей (в основном, CaSO_4) наиболее эффективен 10-15%-ный водный раствор NaOH с добавкой 10-15% комплексона – трилона Б (динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты).

Измерена коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения по отношению к трубной стали Ст. 20 (табл. 7). Согласно полученным данным введение ингибиторов солеотложения (20 мг/л) в систему "пластовая вода – газоконденсат", насыщенную H_2S , снижает как скорость коррозии, так и изменение пластических свойств (степени охрупчивания) углеродистых сталей. В тех же условиях защитное действие композиций ингибиторов коррозии (И – 25 Д, И – 55 Д) и ингибиторов солеотложения составило: по снижению скорости общей коррозии - 76-79%, по снижению степени охрупчивания – 94-97%. Взаимное усиление защитного действия этих композиций, по-видимому, обусловлено совместной адсорбцией ингибиторов с формированием на поверхности углеродистой стали более прочной пленки, чем при действии одного из разнотипных ингибиторов.

Найдено, что НТФ и ДПФ-1 растворяются в 94%-ном метаноле в количестве ~200 мг/л, превышающем его оптимальную дозу 20 мг/л, а в водно-метанольных растворах – еще лучше, особенно НТФ. Приготовленные растворы НТФ и ДПФ-1 не обнаруживают признаков помутнения в течение длительного времени (≥ 7 суток). При растворении до 3% мас. НТФ (30 000 мг/л) в пластовой воде, содержащей ~10 000 мг Ca^{2+} /л, также не происходит помутнения, что свидетельствует об их совместимости.

Таблица 7

Влияние ингибиторов солеотложения на скорость коррозии и степень охрупчивания Ст. 20 в системе "пластовая вода – углеводородный конденсат", насыщеннoй сероводородом

Комплексон	Общая коррозия		Охрупчивание	
	скорость, г/м ² ч	защитный эффект, %	степень, %	защитный эффект, %
ДПФ-1	0,160	52,0	13,6	75,0
ПАФ-13	0,180	45,9	18,2	66,6
НТФ	0,150	55,0	9,1	83,3
	(0,333) – контрольный опыт – (54,5)			

Эффективность применения ингибиторов солеотложения была подтверждена при испытаниях на промышленных установках регенерации метанола и при эксплуатации газодобывающих скважин. При регенерации метанола вводили НТФ или ДПФ-1 (10-20 мг/м³) в исходный ВМР, который подвергали ректификации (УКПГ-2 и -3). Во время испытаний (3 мес.) температура регенерированного метанола на выходе с установок оставалась неизменной (в пределах 47-52°С), тогда как в отсутствие комплексонов она снижалась уже на 10-е сутки до 37-40°С (из-за образования осадка солей в трубах рекуперативного теплообменника). По окончании испытаний внутренний осмотр теплообменников и колонн показал их чистоту, удовлетворительное состояние колпачков на тарелках колонн, лишь в отдельных местах на тарелках, расположенных выше ввода исходного ВМР, наблюдалось отложение солей в виде рыхлого осадка, легко смываемого водой. Применение ингибиторов солеобразования позволило увеличить межремонтный период для рекуперативных теплообменников в 10 раз, колонн регенерации – в 4 раза при значительном сокращении трудозатрат на их очистку.

При эксплуатации газодобывающих скважин ингибиторы солеотложения в виде 50%-ного раствора в метаноле подавали по метанолопроводам совместно с ингибиторами гидратообразования и коррозии в затрубное пространство скважин, а также на установки НТС на УКПГ. Испытание указанных ингибиторов в течение 3 мес. подтвердило возможность длительного сохранения высокой пропускной способности ТП: межремонтный период эксплуатации скважин продлен при незначительном уменьшении их дебита (в 1,05-1,13 раза), тогда как за этот срок он обычно снижался в 1,5-2 раза. Защита газопромыслового оборудования на УКПГ с применением композиции различных ингибиторов (метанол + И-25Д или И-55Д + НТФ) – комплексного ингибитора гидратообразования, коррозии и солеотложения (КИГИК) позволила уменьшить скорость общей коррозии до 0,002-0,003 мм/год, т.е. в ~100 раз ниже допустимой, достичь минимальной потери пластичности Ст.20 (5-30%), практически исключить образование пены и эмульсий во всех аппаратах. Разработанный способ комплексной защиты принят ведомственной комиссией РАО "Газпром" и рекомендован для широкого внедрения на предприятиях газовой промышленности. Экономический эффект от внедрения КИГИК составил свыше 13 млн. руб. (на 31.12.99 г.).

При защите оборудования скважин согласно проекту раствор ингибитора поступал в затрубное пространство, затем через циркуляционный клапан попадал

в нижнюю часть НКТ и транспортировался газовым потоком до устья скважины и далее – в выкидную линию и шлейф. Но при уменьшении дебита скважины лишь часть раствора ингибитора, имеющая высокую упругость паров, переходила в газовую фазу, а более трудно испаряемая часть раствора стекала по стенкам НКТ вниз на забой, постепенно дробясь на капли, затем поднимаясь вверх по скважине и оседая на внутренней поверхности НКТ, выкидных линий и шлейфов. В двух разных категориях скважин (с малыми и большими скоростями природного газа) коррозионные процессы происходят неодинаково, что послужило стимулом для совершенствования технологии ингибиторной защиты НКТ и выкидных линий.

Для ингибирования гидратных скважин и их выкидных линий предложена раздельная подача раствора ингибитора: в выкидную линию - через форсунку, установленную в фонтанной "елке", а в затрубное пространство НКТ – по другой линии. Перепад давления на форсунке и дросселе, регулирующем соотношение двух потоков раствора ингибитора в скважину и выкидную линию, составляет 5-7 МПа. Разработанная совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и ВНИИГазом аэрозольная технология ингибиторной защиты оборудования скважин и выкидных линий способствует более равномерному распределению защитной пленки ингибитора по всей внутренней поверхности ТП, снижению затрат пластовой энергии на подъем раствора с низа НКТ до устья скважины, а также позволяет повысить безопасность и надежность эксплуатации шлейфовых ТП.

С целью повышения эффективности противокоррозионной защиты сепарационного оборудования, осуществившегося ранее его попеременным заполнением углеводородным раствором ингибитора и опорожнением, предложена аэрозольная технология нанесения ингибитора на внутреннюю поверхность аппаратов. Распыление раствора ингибитора производят с помощью форсунок, установленных внутри аппарата. Проведены экспериментальные исследования по оптимизации размещения форсунок и режима распыления раствора ингибитора на специально изготовленном стенде при варьировании кривизны обрабатываемой поверхности, типа форсунок и их размещения.

Установленные закономерности проверены в опытно-промышленных условиях при обработке горизонтальных и вертикальных аппаратов II-ой ступени сепарации на УКПГ. Испытания выявили, что струйные форсунки примененной конструкции дают очень узкий факел распыления. При боковом размещении форсунок струи распыляемого раствора попадают на цилиндрическую часть аппарата, формируя пленку ингибитора на обечайке и нижней части купола, плохо покрывая его верхнюю часть ингибитором.

Испытания эффективности аэрозольного нанесения раствора ингибитора с помощью других форсунок (струйных – конструкции ОГПУ, центробежных – конструкции ЦКБН и МИНГ им. И.М.Губкина (ФХ-12,13)) были продолжены в промышленных условиях – на горизонтальных сепараторах V-203 и V-204 (емкостях разгазирования) II-ой очереди ДКС-2.

На основании результатов смысловых испытаний предложенных вариантов технологии и аппаратуры для эффективного нанесения ингибитора на внутреннюю поверхность газопромыслового оборудования рекомендовано применять аэрозольное распыление раствора ингибитора через центробежные форсунки типа ФХ-12, 13, размещенные (в горизонтальных сепараторах) в два ряда с расстоянием

между ними 0,8-0,9 м и между форсунками 0,7-0,8 м. Внедрение аэрозольного метода ингибиторной защиты газопромыслового оборудования на ОГКМ обеспечило повышение безопасности и снижение экологического риска эксплуатации.

До последнего времени защиту соединительных ТП производили "поршневанием" 4%-ным раствором ингибитора в газоконденсате. Недостатки указанной технологии состоят в необходимости сжигания при каждом "поршневании" до 1500 м^3 H_2S -содержащего газа с соответствующим загрязнением атмосферы и невозможности поддержания скорости движения "пробки" ниже 8 м/с (обычно до 3,5 м/с), которая необходима для формирования сплошной пленки ингибитора на внутренней поверхности трубы.

Разработана и внедряется комплексная технология ингибиторной защиты ТП, согласно которой их начальные участки периодически обрабатывают раствором ингибитора аэрозольным способом через форсунки, установленные на территории УКПГ (после пункта измерения расхода газа), и таким же способом - участков ТП от ГДКС-1 и -2 до ГПЗ (с помощью дополнительного оборудования, смонтированного на выходе из ГДКС), а остальные участки ТП обрабатывают "поршневанием".

Проведены промышленные испытания эффективности аэрозольного ингибирования ТП от УКПГ-10 до ГПЗ, результаты которых подтвердили эффективность этой технологии противокоррозионной защиты. После распыления в ТП раствора ингибитора его капли дрейфуют по нему на расстояние, превышающее 22 км, производя "вторичное" ингибирование внутренней поверхности в течение ≥ 3 мес. Интенсивность "вторичного" ингибирования уменьшается во времени, причем на начальных участках ТП этот эффект затухает быстрее в сравнении с более удаленными участками. Для поддержания скорости общей коррозии Ст. 20 на низком уровне (5-6 $\text{мг/м}^2 \cdot \text{ч}$) при транспорте неочищенного H_2S -содержащего газа достаточно нанести на внутреннюю поверхность ТП пленку ингибитора (например, И-55Д) толщиной 0,3-0,7 $\mu\text{м}$ и осуществлять эту операцию не реже, чем 1 раз в 3 мес.

Кроме обработки ингибиторами коррозии внутренней поверхности ТП, значительная часть которых на ОГКМ проложена под землей, их защищают снаружи - нанесением поливинилхлоридной пленки и битумного покрытия, а также подключением к внешнему источнику постоянного электрического тока. В последнем случае (при катодной поляризации) создание на ТП отрицательного заряда способствует преобразованию ионов водорода, накапливающихся в трубных сталях под действием кислотной коррозионной среды, в его молекулы.

Контроль за эффективностью катодной защиты ТП предложено проводить с помощью электрометрических измерений потенциалов и воронок (разности потенциалов между электродами сравнения, один из которых перемещается на расстоянии 5-10 м параллельно ТП, а другой установлен на нем) напряжения. В случае идеальной катодной защиты, например, шлейфа от скважины 204 Д к УКПГ-12 (на других шлейфах эта защита не так идеальна), разность между потенциалами включения и выключения тока ($U_{\text{вкл}} - U_{\text{выкл}}$) составляет менее 20 мВ, величины воронок напряжения близки к 0 и выполняется основной критерий эффективной защиты ($U_{\text{выкл}} < U_{\text{заш}} \text{, равного минус } 0,85 \text{ В}$).

Иная картина наблюдалась при электрометрических измерениях на ТП очищенного газа ГПЗ – УКПГ-6. На фоне благоприятного, с точки зрения обеспечения противокоррозионной защиты ТП, состояния (более отрицательные, чем $U_{заш}$, значения потенциалов $U_{вкл}$ и $U_{выкл}$, малые значения воронок напряжения) имеются две аномальные зоны (зоны резкого изменения потенциалов) на отметках дистанции 84-86 и 130-140 м. На отметке 130-140 м, несмотря на скачок потенциалов из-за возможного незначительного повреждения изоляции, ТП находится в защищенном состоянии, т.к. $U_{выкл} < U_{заш}$, равного минус 0,85 В, а воронки напряжения не очень велики. На отметке 84-86 м коррозионное повреждение трубы более вероятно ($U_{выкл} > U_{заш}$), т.е. менее отрицательно ($U_{выкл} = - (0,68-0,81)$ В), чем защитный потенциал, и наблюдаются очень большие величины воронок напряжения.

Таким образом, электрометрические измерения открывают возможность для оптимизации станций катодной защиты, выявления мест и размеров дефектов наружной изоляции и коррозионных повреждений трубопроводов ОГКМ.

5. Повышение эффективности охраны окружающей среды при эксплуатации ОГКМ

Известно, что эксплуатация газоконденсатных месторождений, в том числе ОГКМ, неизбежно сопровождается загрязнением окружающей среды, прежде всего, воздушного бассейна. Интенсификация природоохранной деятельности на ОГКМ, предпринятая в конце 80-х годов, позволила уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу (табл. 8).

Данные табл. 8 свидетельствуют о гораздо меньшем загрязнении воздушного бассейна объектами добычи, сбора и подготовки природного газа в сравнении с объектами его переработки на ГПЗ. Доля указанных выбросов колебалась в пре-

Таблица 8

Количество выбросов вредных веществ (тонн/год) в атмосферу над территорией ОГКМ

Подразделения объединения "Оренбурггазпром"	1988 г.	1990 г.	1992 г.	1994 г.	1996 г.	1998 г.	2000 г. (план)
Добыча, сбор, подготовка и внутрипромысловый транспорт газа и конденсата	20576	16831	15288	14493	14761	12268	8150
Переработка газа и конденсата на ГПЗ	101816	70980	32430	25718	29787	27093	26500
Переработка газа на ГЗ	4762	1226	1272	1641	1485	1374	1350
Всего	127154	89037	48990	41852	46033	40735	36000
Разрешено по ПДВ	-	-	62770	52930	87900	82100	77700

делах всего 16,2-34,6% от общего объема в 1988-2000 гг., а их количество за этот период уменьшилось в ~ 2,5 раза (с 20576 до 8150 т/г). За истекший период изменились не только количество выбросов, но и соотношение их ингредиентов, особенно на объектах добычи, сбора, подготовки и внутрипромышленного транспорта газа и конденсата (табл. 9).

Согласно данным табл. 9 количество выбросов H_2S , углеводородов (УВ) и RSH уменьшалось с 1988 по 1992 гг. в 1,47-1,88 раз, с 1992 по 1996 гг. - в 1,86-2,07 раза и с 1996 по 2000 гг. - в 1,43-1,51 раза примерно одинаковыми темпами. Это снижение может быть объяснено сокращением утечек добываемого газа, содержащего указанные вредные вещества, на скважинах и УКПГ. Уменьшение выбросов CO , SO_2 и сажи в те же периоды происходило более равномерно и в меньшей степени (в 1,31-1,79 раз), что соответствует принятым мерам по увеличению полноты сжигания на факелах выбросов природного газа. В максимальной степени сократились выбросы метанола в атмосферу как за счет предотвращения утечек содержащего его газа, так и совершенствования технологии применения метанола при сборе и промысловой подготовке газа (см. выше). Среди выбросов вредных веществ также снизилось количество NO_x , но наиболее медленно - всего в 1,07-1,04 раза, что привело к повышению доли оксидов азота с 21,5 до 35,8% в сумме выбросов. Данный рост доли NO_x обусловлен более значительным вкладом обогащенных этими оксидами выхлопных газов компрессорных агрегатов ДКС по сравнению с выбросами УКПГ.

Так, доля NO_x в выбросах, например, УКПГ - 2, 6, 15 колеблется в пределах 5,6-7,5%, в выбросах ДКС - более 75%. В то же время выбросы УКПГ обогащены SO_2 (46,0-60,8%) и CO (24,4-32,6%), образующимися при сжигании природного газа на факелах. Продукты сжигания газа на факелах составляют основную часть выбросов УКПГ в атмосферу (более 70%). Доля выбросов из неорганизованных источников: утечек через неплотности на скважинах (3,0-6,1%) и в сепарационном оборудовании (2,0-3,5%) незначительна. Совершенно иное распределение между источниками выбросов наблюдается на ДКС: объем выхлопных газов ГПА превышает 93%, продуктов сжигания газа на факелах - 3,0-3,5%, а утечек через неплотности оборудования - всего 0,2-0,3%.

Гораздо больше выбросов вредных веществ, чем из неорганизованных источников, поступает в атмосферу при залповых выбросах из промышленных объектов ОГГМ, происходящих при кратковременных технологических операциях на скважинах (продувке с одновременным выбросом до 150 тыс. m^3 газа, сжигании пластовой смеси в земляных албарах и т.д.), УКПГ (сбросах газа на факел перед освобождением аппаратов для ремонта или обработкой ингибитором коррозии), на ДКС (с пусковым газом ГПА, ремонте ГПА и сепараторов), на соединительных ТП (гидроиспытании, опорожнении перед "поршневанием" и т.д.). В этих залповых выбросах, представляющих собой, в основном, продукты сжигания природного газа, содержится относительно мало NO_x , а преобладают SO_2 , CO и УВ.

Наблюдение за степенью загрязненности атмосферы над территорией ОГГМ осуществляется с 1974 г. с помощью стационарных постов анализа воздушной среды, установленных в 17 населенных пунктах. С каждым годом техническая оснащенность этих постов, круг выполняемых анализов, их число и точ-

Таблица 9

Изменения в составе выбросов и количестве вредных веществ в них на объектах добычи, сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата

Ингредиенты выбросов	1988 г.		1992 г.		1996 г.		2000 г. (план)	
	т/г	%	т/г	%	т/г	%	т/г	%
NO _x	3591,46	17,45	3286,59	21,50	3058,37	29,82	2930,05	35,83
H ₂ S	80,73	0,39	54,92	0,36	28,38	0,28	18,79	0,23
CO	5642,88	27,43	4174,47	27,31	2633,64	25,68	1886,82	23,06
Углеводороды	2451,32	11,92	1526,25	9,98	819,76	7,99	558,31	6,83
SO ₂	7350,70	35,72	5363,73	35,08	3365,45	32,81	2577,13	31,50
RSH	2,22	0,0108	1,18	(0,008)	0,57	(0,006)	0,40	(0,005)
Метанол	1113,63	5,41	655,26	4,29	224,78	2,19	123,08	1,51
Сажа	343,26	1,68	225,70	1,48	126,35	1,23	84,92	1,04
Всего	20576,2	100,0	15288,1	100,0	14761,3	100,0	8150	100,0

ность определения концентрации вредных веществ увеличиваются. Ими ежегодно проводится более 130 тыс. анализов (от 1250 до 4200 по каждому компоненту в том или ином населенном пункте). Результаты анализов систематизируются и обрабатываются на персональных компьютерах. В настоящее время внедряется система производственно-экологического мониторинга, включающая уже имеющуюся информационно-измерительную систему и вновь устанавливаемые автоматические посты контроля метеопараметров и загазованности (АКПЗ), подсистему связи и телекоммуникаций, центр обработки данных. Указанная система позволяет проводить полную обработку базы данных с расчетом индекса загрязнения атмосферы (ИЗА – частного от деления суммарного выброса вредного вещества на величину его максимальной разовой ПДК) и определением месторасположения источника, создающего высокий уровень загрязнения.

Сравнительное распределение в 1998 г. показателей ИЗА по H_2S , SO_2 , NO_x и суммарного ИЗА в атмосфере над населенными пунктами ОГКМ, в том числе над г.Оренбургом (по данным Облкомприроды Оренбургской области), приведено на рис. 13. Видно, что выбросы вредных веществ в ходе производственной и хозяйственной деятельности, работы транспорта в г. Оренбург превышают таковые над населенными пунктами, расположенными в зоне влияния выбросов производственных объектов объединения "Оренбурггазпром". Следовательно, добыча, промышленная обработка и транспорт, а также переработка сероводородсодержащего газа оказывают лишь относительно небольшое отрицательное воздействие на загрязнение воздушной среды.

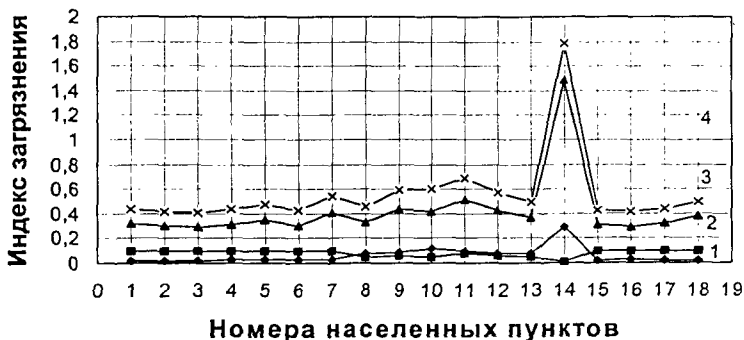


Рис. 13. Величина индекса загрязнения (ИЗА) атмосферного воздуха над территорией ОГКМ в 1999 году.

1 - ИЗА по H_2S ; 2 - ИЗА по SO_2 ; 3 - ИЗА по NO_x ; 4 - суммарный ИЗА
Населенные пункты:

- 1 - Краснохолм, 2 - Татищево, 3 - Городище, 4 - Никольское, 5 - Дедуровка,
- 6 - Н-Павловка, 7 - Черноречье, 8 - Бородецкое, 9 - Х.Ключи, 10 - Юный,
- 11 - Каргала, 12 - Горный, 13 - П-Покровка, 14 - Оренбург, 15 - Ивановка,
- 16 - Пугачи, 17 - п. 9 Января, 18 - Старица

Все выбросы вредных веществ попадают в атмосферу (и рассеиваются в ней) через дымовые трубы котельных высотой 20-45 м, факелы высокого давления (высотой 60 м) и низкого давления (высотой 40 м), факелопные трубы (шахты) ГПА высотой 11 м и вентиляционные трубы высотой 8 м. Основная часть (более 80%) вредных веществ осажается из воздуха в пределах санитарно-защитной зоны, величина которой (в км) составляет для скважин - 1 (при продувке увеличивается до 7), для УКПГ - 1, для ДКС - 3, охранная зона для ТП - 1.

Вредные вещества распространяются не только в атмосфере, но, по мере конденсации из нее влаги и выпадения осадков, поступают в почву и поверхностные водоемы, повышая их кислотность, запыленность и загрязненность углеводородами (нефтепродуктами), в том числе канцерогенными углеводородами. Выполненные в 1995 г. Аналитическим центром геологического института РАН совместно с "Оренбурггазпром" исследования показали, что за более чем 25-летний срок эксплуатации ОГКМ кислотность почвы повысилась лишь на ~ 30% и она обладает значительным запасом для накопления серы.

По данным тех же исследований, установлен низкий общий уровень загрязнения почвы нефтепродуктами (не выше уровня ПДК, равного 20 мг/кг) и 3,4 - бенз- α -пиреном (не выше $0,4 \cdot 10^{-9}$ г/кг при величине ПДК $2 \cdot 10^{-5}$ г/кг). В поверхностных водоемах на территории ОГКМ содержание нефтепродуктов в анализируемых пробах не достигает даже 0,01 мг/л - нижнего предела точности определения.

Сложность технологических операций добычи, промышленной обработки и транспорта сероводородсодержащего природного газа, опасность токсического воздействия этого газа на рабочий персонал и окружающую среду, а также вероятность отказов применяемого оборудования обуславливают необходимость оценки степени риска его промышленной эксплуатации и последствий возможных аварийных ситуаций. К авариям, имеющим наиболее тяжелые последствия, в газовой промышленности относят фонтанирование добывающих скважин, разрыв ТП высокого давления, разрушение сепарационного оборудования УКПГ.

По известной методике вычислены средневероятностные ущербы данной аварии, а также аварийных последствий разрыва ТП, например, соединительного ТП УКПГ-10 - ГДКС-1 разрушения, в том числе взрыва (но без возникновения пожара) сепаратора С-01 на УКПГ, которые составили, соответственно, ~ 25550; 6438 и 2555 руб.

Экономический ущерб от загрязнения окружающей среды носит комплексный характер и определяется как сумма локальных ущербов, наносимых по всем направлениям природоохранной деятельности: охране атмосферного воздуха, охране и рациональному использованию водных и земельных ресурсов. Загрязнение атмосферного воздуха ОГКМ оценено методом укрупненного счета удельного ущерба ($Y_{атм}$), причиняемого выбросом вредных веществ в воздушную среду в пределах загрязняемой зоны, по формуле (17):

$$Y_{атм} = \gamma \cdot \sigma \cdot f \cdot M \quad (17),$$

где: γ - константа, численно равная (до 1991 г.) 2,4 руб./усл.т;

σ - коэффициент относительной опасности, который является интегральной суммой вкладов опасности, создаваемой загрязнением различных типов территории в пределах рассматриваемой зоны; σ рассчитывается как $\sum S_j \cdot \sigma_j / S_{ззз}$ ($\sigma = 0,23$);

f – коэффициент, учитывающий характер рассеивания загрязнения в атмосфере (для H_2S -содержащего газа может быть принят равным 2,5);
 M – приведенная масса выброса загрязняющих веществ в атмосферу, усл.т;

$$U_{\text{атм}} (1988 \text{ г.}) = \gamma \cdot K \cdot \sigma \cdot f \cdot M (1988 \text{ г.}) = 2,4 \cdot 13,7 \cdot 0,23 \cdot 2,5 \cdot 355247,6 = 6725546,30 \text{ руб. (на 31.12.1999 г.)},$$

где: K – коэффициент увеличения стоимости 1999/1991 гг.,

$$U_{\text{атм}} (1999 \text{ г.}) = \gamma \cdot K \cdot \sigma \cdot f \cdot M (1999 \text{ г.}) = 2,4 \cdot 13,7 \cdot 0,23 \cdot 2,5 \cdot 187030,9 = 3540868,33 \text{ руб. (на 31.12.1999 г.)}.$$

Предотвращенный экологический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха при сборе, промышленной подготовке и транспорте сероводородсодержащего природного газа га ОГКМ составит разность между $U_{\text{атм}} (1988 \text{ г.})$ и $U_{\text{атм}} (1999 \text{ г.})$ или $6725546,30 - 3540868,33 = 3184677,97 \text{ руб.} \approx 3,2 \text{ млн. руб.}$

Выполненный расчет носит приближенный характер, поскольку не учитывает оценки загрязнения водоемов (хотя и незначительного, как отмечено выше), земельных ресурсов, в том числе их частичного отчуждения, снижения урожайности и т.п., а также оценки социального ущерба, наносимого здоровью населения технологическим воздействием при эксплуатации ОГКМ. Несмотря на свою приближенность, большая величина предотвращенного экологического ущерба (только от загрязнения атмосферного воздуха) свидетельствует о высокой народно-хозяйственной значимости и эффективности разработанной и промышленно реализованной природоохранной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта оренбургского газа.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны научные основы комплексной природоохранной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта оренбургского газа, которые включают:

- закономерности изменения влагосодержания, склонности к образованию твердых газовых гидратов и коррозионной агрессивности при различных температурах и давлении в присутствии H_2S , CO_2 , минерализованной воды и метанола;

- модель развития коррозионных повреждений ТП в процессе длительного транспорта по ним коррозионно агрессивного газа с различным влагосодержанием, а также прогноз работоспособности ТП и газопромышленного оборудования, сделанный по результатам их внутритрубной и наружной УЗ-дефектоскопии, комплексного обследования коррозионного состояния с учетом режима течения транспортируемой газожидкостной смеси, катодной защиты и др. данных;

- обоснование концепции о допустимом уровне коррозионных повреждений газопромышленного оборудования и ТП под действием неочищенного H_2S -содержащего газа, имеющего близкую к 100% относительную влажность, а также выбора наиболее экологически безопасного варианта сбора, промышленной обработки и транспорта этого газа;

- изучение эффективности защиты газопромышленного оборудования и ТП от коррозионного воздействия H_2S -содержащих газа, конденсата и пластовой воды, а

также выпадающих в осадок минеральных солей с применением широкого ассортимента ингибиторов и различных способов их нанесения на металлоконструкции.

Промышленная реализация разработанной технологии позволила значительно уменьшить техногенное воздействие ОГКМ на окружающую среду и более рационально использовать добываемый газ.

2. Предложена методика расчета истинного влаго содержания оренбургского газа, обладающего повышенной влажностью из-за наличия H_2S и CO_2 , в присутствии ингибитора образования твердых газовых гидратов – метанола, которая позволяет вычислить количество метанола и воды в газовой и жидкой фазах, т.е. точку росы по водно-метанольной смеси ($t_{p(вмс)}$) при различных температурах и давлении. С применением разработанной методики рассчитаны граничные значения расхода метанола для предупреждения гидратообразования и сформулированы рекомендации по экономии этого токсичного реагента. Найдено, что с повышением $t_{p(вмс)}$ и появлением в газе жидкой фазы его коррозионная агрессивность увеличивается. Для более полного удаления жидкой фазы из газа и соответствующего снижения его $t_{p(вмс)}$ выполнены расчетные исследования эффективности и последующая модернизация сепараторов II ступени на УКПГ.
3. Показано, что относительная влагонасыщенность газа (ϕ) медленнее достигает 100% в присутствии метанола, чем в его отсутствие, при снижении P в ТП. Однако для метанолсодержащего газа общепринятое значение $\phi \leq 60\%$ (как критерия коррозионной безопасности) не достигается в ТП, соединяющих УКПГ с ГПЗ. Поэтому в современных реальных условиях (при $\phi \sim 100\%$) предложено сепарировать газ на УКПГ при $P \sim 3,0-3,4$ МПа и t до $10^\circ C$ (в "теплом" режиме), затем транспортировать его на ГПЗ с повышением P до 6,0 МПа в ДКС. Невысокое P и соответствующие относительно малые растягивающие напряжения в стенках ТП благоприятствуют более медленному развитию их коррозионных повреждений под действием наводороживающей среды даже при наличии в ней влаги.
4. Проведено комплексное обследование коррозионного состояния всех 14 соединительных ТП, находящихся в эксплуатации 15-20 лет, с применением известных методов, а также впервые освоенной в России внутритрубной УЗ-дефектоскопии. Установлена зависимость количества дефектов (неметаллических включений, утонения стенок, водородных расслоений и др.) от режима эксплуатации ТП и построена регрессионная модель прогноза их коррозии. Прогнозируемый ресурс работоспособности соединительных ТП составит еще 12-26 лет. Оценены коррозионно-механические свойства сварных соединений трубных сталей, бывших в контакте с наводороживающей средой, и разработаны рекомендации по ремонту ТП.
5. Предложена методика статистической оценки эффективности ингибиторов коррозии, применяемых для защиты газопроводов и газопромышленного оборудования, с использованием в качестве критерия функции желательности. Оценка по этой методике показала, что многие отечественные ингибиторы не менее эффективны, чем лучшие зарубежные препараты. Разработана и успешно испытана в опытно-промышленных условиях аэрозольная система обработки раствором ингибитора горизонтальных и вертикальных сепараторов на УКПГ, со-

единительных ТП, скважин и шлейфов, позволяющая ускорить нанесение и улучшить качество защитной пленки.

6. Для преодоления осложнений при эксплуатации системы сбора и промышленной обработки оренбургского газа, обусловленных уменьшением его Р, отложением на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин и шлейфов осадков минеральных солей и асфальто-смоло-парафинов, а также нарастающей обводненностью пластовой продукции, разработана усовершенствованная система подключения скважин к УКПГ через групповые гребенки, позволяющая дифференцировать сбор указанной продукции по величине дебита и степени обводненности. Экономический эффект от внедрения этой системы составил свыше 15,5 млн. руб. (на 31.12.99 г.). Кроме того, в НКТ подается и далее поступает в шлейфы комплексный ингибитор гидратообразования, коррозии и солеотложения (КИГИК), что способствует поддержанию высокой пропускной способности системы сбора пластовой продукции. Экономический эффект от внедрения КИГИК составил свыше 13 млн. руб. (на 31.12.99 г.).
7. Внедрение разработанной комплексной технологии сбора, промышленной подготовки и транспорта сероводородсодержащего газа привело к значительному сокращению за последние 10-12 лет выброса вредных веществ в атмосферу (с 20,58 до 12,27 тыс.т/г), оздоровлению воздушной среды над населенными пунктами, расположенными на территории ОГКМ (суммарный индекс загрязнения H_2S , SO_2 , NO_x и CO в 2,6-4,4 раза ниже, чем в г. Оренбурге), минимальному загрязнению почвы и поверхностных водоемов. Выполнен расчет риска возможных аварийных ситуаций (выброса газа из скважин, трубопроводов, сепараторов и др.) и ущерба от их последствий, позволивший организовать систему страхования промышленных рисков. Рассчитана (методом укрупненного счета) величина предотвращенного экологического ущерба от загрязнения атмосферного воздуха над территорией ОГКМ, которая составила около 3 млн. руб. (в ценах на 31.12.99 г.).

Основные материалы диссертации изложены
в книге и в тематических обзорах:

1. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1998. – 437 с.
2. Ахметов В.Н., Гриценко А.И., Гафаров Н.А. Методы борьбы с солеотложением в процессе добычи и подготовки газа на Оренбургском месторождении // Обз. инф. – Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1987. – вып. 2. – 44 с.
3. Совершенствование систем сбора сероводородсодержащих газов на заключительной стадии эксплуатации месторождений / Б.В.Сперанский, А.Г.Бурмистров, В.А.Истомин, В.Д.Щугорев, Н.А.Гафаров, Б.М.Постолов // Обз. инф. – Сер.: Подготовка и переработка газа и газового конденсата. – М.: ВНИИЭГазпром, 1988. – вып. 10. – 39 с.
4. Гафаров Н.А. Повышение надежности работы системы промышленной подготовки и транспортировки сероводородсодержащего газа на Оренбургском ГКМ //

- Обз. инф. – Сер.: Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – 46 с.
5. Обзор проблем коррозии и ингибиторной защиты трубопроводов с сероводородсодержащей продукцией в целях оценки перспективы эксплуатации газопроводов УКПГ – ГПЗ на Оренбургском ГКМ / Р.И.Вяхирев, Н.А.Гафаров, А.В.Митрофанов, Д.М.Нурғалиев, Б.В.Киченко // Обз. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 60 с.
 6. Гафаров Н.А. Обзор и анализ проблемы влияния влажности кислого газа на коррозионное состояние и перспективу дальнейшей эксплуатации соединительных трубопроводов УКПГ – ГПЗ на Оренбургском ГКМ. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 92 с.
 7. Сварка трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды / Н.А.Гафаров, В.М. Кушнаренко, А.С.Гринцов, С.В. Головин, А.А.Гончаров. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 127 с.
в научно-технических журналах и сборниках:
 8. Воробьева В.С., Кригман Л.Е., Гафаров Н.А. Комплексная защита оборудования газового промысла от гидратообразования, солеотложения и внутренней коррозии // РИ. – Сер.: Коррозия и защита скважин, трубопроводов, оборудования и морских сооружений в газовой промышленности. – М., ВНИИЭгазпром. – 1983. – вып. 6. – С.6-7.
 9. Сперанский Б.В., Бурмистров А.Г., Гафаров Н.А. Содержание метанола в газовой фазе в условиях промысловой обработки газа // ЭИ. – Сер.: Подготовка, переработка и использование газа. – М, ВНИИЭгазпром. – 1986. – вып. 3. – С. 1-3.
 10. Опыт борьбы с отложением неорганических солей в газопромысловом оборудовании ОГКМ / В.Н. Ахметов, В.Г.Хадькин, Н.А.Гафаров и др. // Совершенствование технологических процессов подготовки природного газа: Сб. науч. тр. Всесоюз. НИИ по подготовке к транспорт. и перераб. природного газа. – Баку, 1986. – С. 71-76.
 11. Мелков А.С., Леgezин Н.Е., Гафаров Н.А., Кригман Л.Е. Технология подготовки газа на ОГКМ в компрессорный период эксплуатации // Особенности освоения месторождений Прикаспийской впадины: Сб. науч. статей. – М., ВНИИ-ГАЗ. – 1986. – С.127-132.
 12. Повышение эффективности использования метанола при предотвращении гидратообразования на ОГКМ / В.Н.Ахметов, Н.А.Поляков, Ф.Р.Исмагилов, Н.А.Гафаров и др. // ЭИ. – Сер.: Подготовка, переработка и использование газа. – М., ВНИИЭгазпром. – 1986. – вып. 9. – С. 1-4.
 13. Повышение качества подготовки газа на ОГКМ / В.А.Толстов, Н.А.Гафаров, Л.Е.Борисов и др. // Газовая пром-ть. – 1989. - № 4. - С. 40-42.
 14. Оценка эффективности работы сепарационного оборудования на ОГКМ / Н.А.Гафаров, Э.Г.Синайский, Г.Е. Гуревич и др. // Газовая пром-ть. – 1989. - № 9. – С. 38-39.
 15. Киченко Б.В., Бурмистров А.Г., Варивода Ю.В., Гафаров Н.А. Анализ возможных вариантов транспорта неочищенного кислого газа от УКПГ до ГПЗ на ОГКМ при выборе наиболее безопасного в коррозионном отношении // Защита от коррозии и охрана окрж. среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - № 5. – с.2-8.

16. Гафаров Н.А., Ходырев А.И. Экспериментальные исследования по определению рациональной системы впрыска для ингибирования горизонтальных аппаратов // Там же. – 1995. - № 4. – С. 9-11.
17. Ходырев А.И., Гафаров Н.А. Экспериментальные исследования по оптимизации технологии ингибирования аппаратов с применением струйных форсунок // Там же. – 1995. - № 5. – С. 5-9.
18. Гафаров Н.А., Пастухов С.В., Савонин С.В., Ходырев А.И. Промышленные испытания по ингибированию горизонтальных сепараторов с помощью различных форсунок // Там же. – 1995. - № 6. – С. 5-8.
19. Гафаров Н.А., Ходырев А.И., Пастухов С.В. Ингибирование сепарационного оборудования ОГПУ // Газовая пром-ть. – 1995. - № 7. – С. 13-15.
20. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Гринцов А.С., Кушнарченко В.М. Коррозионные среды ОГКМ и их влияние на состояние металлоконструкций // Химич. и нефтяное машиностроение. – 1996. - № 6. – С. 59-62.
21. Деньга В.С., Куцын П.В., Гафаров Н.А. Комплексное страхование промышленных рисков // Газовая пром-ть. – 1996. - № 7-8. – С. 38-42.
22. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Маняченко А.В., Киченко Б.В. Оценка стойкости стальных изделий к коррозионно-водородным повреждениям // Защита от коррозии и охрана окруж. среды. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - № 7. – С. 2-10.
23. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Киченко Б.В. К вопросу о некоторых факторах, влияющих на водородно-индуцированное растрескивание трубных сталей // Там же. – № 8-9. – С. 2-12.
24. Анализ причин и характера коррозионных повреждений в начальный период эксплуатации магистрального трубопровода Оренбург-Заинск / Н.А.Гафаров, А.В.Митрофанов, А.И.Резвых и др. // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - № 10. – С. 2-11.
25. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Гринцов А.С., Кушнарченко В.М. Методы контроля коррозии трубопроводов и оборудования // Химич. и нефтяное машиностроение. – 1997. - № 2. – С. 70-76.
26. Надежные системы сбора газа / В.В.Николаев, Н.А.Гафаров, А.А.Вдовин и др. // Природный газ в странах СНГ и Вост. Европы: Приложение к журналу Газовая пром-ть. – 1997. – вып. 5. – С. 63-64.
27. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М. Методы контроля сварных соединений конструкций, контактирующих с наводороживающими средами // Сварочное производство. – 1997. - № 12. - С. 18-20.
28. Технич. решения по повышению безопасности транспорта H₂S-содержащего газа на ОГКМ / Н.А.Гафаров, Д.М.Нурғалиев, Ю.В.Варивода и др. // Защита от коррозии и охрана окруж. среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - № 5. – С. 2-7.
29. О возможном влиянии влажности кислого газа на коррозию трубопроводов / Н.А.Гафаров, А.В.Митрофанов, Б.В.Киченко и др. // Там же. - № 7-8. – С. 6-14.
30. Гафаров Н.А., Михайленко С.А., Хазанджиев С.М., Ходырев А.И. Повышение надежности защиты от коррозии шлейфовых трубопроводов малодобитных скважин // Там же. – С. 14-16.
31. Использование методики Тейтела-Даклера для определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях / Н.А.Гафаров, С.Б.Киченко и др. // Там же. – 1998. - № 1-2. – С. 2-22.

32. Ходырев А.И., Хазанджиев С.М., Гафаров Н.А., Ахметов В.Н. Промышленные исследования эффективности аэрозольного ингибирования газопровода УКПГ-10 – ОГПЗ // Там же. - № 3. – С. 2-8.
33. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Гринцов А.С., Кушнарченко В.М. Экспресс-оценка сопротивления металлов сероводородному растрескиванию // Химич. и нефтяное машиностроение. – 1998. - № 5. – С. 34-42.
34. Гафаров Н.А. Генеральная схема развития Оренбургского ГХК // Газовая пром-ть. – 1998. - № 7. – С. 29-32.
35. Гафаров Н.А., Молчанова З.В., Киченко Б.В. Результаты лабораторных испытаний ингибиторов коррозии // Там же. – С. 36-39.
36. Профилактика аварий на Оренбургском газохимическом комплексе / Н.А.Гафаров, А.В. Митрофанов, Б.В.Киченко и др. // Экология и промышленность России. – 1998. - № 9. – С. 24-29.
37. Gafarov N.A., Goncharov A.A., Kushnarenko V.M. Methods of inspecting welded structures in contact with hydrogen-charging media // Welding International. – 1998. – V. 12. - № 6.– P. 481-483.
38. Гафаров Н.А., Нурғалиев Д.М., Киченко Б.В., Бурмистров А.Г. О целесообразности более широкого применения "критерия В31G" для оценки остаточной работоспособности поврежденных коррозией трубопроводов на ОГКМ и д. объектах газонефтедобычи России // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - № 1. – С. 2-5.
39. Гафаров Н.А., Маняченко А.В., Киченко Б.В., Бурмистров А.Г. Системный подход к созданию, лабораторным испытаниям и практическому применению ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов сероводородсодержащего газа // Там же. – С. 8-19.
40. Прогнозирование структур двухфазного потока в шлейфах скважин ОГКМ в целях выявления их влияния на коррозионное состояние трубопроводов / Н.А.Гафаров, Киченко С.Б., Кушнарченко В.М. и др. // Там же. - № 2. – С. 2-16.
41. Некоторые результаты и проблемы контроля эффективности катодной защиты и состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов с помощью оборудования фирмы "Вайлекес Электроник" на объектах предприятия "Оренбурггазпром" / Н.А.Гафаров, А.В.Митрофанов, Д.М.Нурғалиев и др. // Там же. - № 3. – С. 2-14.
42. Митрофанов А.В., Гафаров Н.А., Киченко С.Б., Кушнарченко В.М. К вопросу о реальных возможностях электрометрических обследований подземных трубопроводов в части определения степени опасности коррозионных повреждений // Там же. - № 5. – С. 2-6.
43. Гафаров Н.А., Тычкин И.А., Митрофанов А.В., Киченко С.Б. Принципы прогнозирования работоспособности подземных трубопроводов по результатам электрометрических и внутритрубных обследований // Там же. – С. 7-16.
44. Киченко С.Б., Гафаров Н.А., Бурмистров А.Г. К вопросу об определении структур двухфазного потока в трубопроводах по методике Бейкера при коррозионных и др. исследованиях // Там же. - № 6. – С. 7-12.
45. Митрофанов А.В., Гафаров Н.А., Киченко С.Б., Кушнарченко В.М. Интенсивные электрометрические измерения на подземных трубопроводах и интерпретация полученных результатов // Там же. – С. 13-19.

в докладах и сообщениях на научных конгрессах и конференциях:

46. Гафаров Н.А., Павловский Б.Р. Коррозионный контроль на газовых промыслах // IV деловая международная встреча "Диагностика-94". – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – С. 75-82.
47. Опыт комплексной экспертизы диагностических проектов, технологических параметров и технического состояния объектов ДП "Оренбурггазпром" / Н.А.Гафаров, А.В.Митрофанов, Д.М.Нургалиев и др. // V юбилейная международная деловая встреча "Диагностика-95". – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – Т.1. Диагностика трубопроводов. – С. 44-49.
48. Опыт и анализ проблем обеспечения надежности нефтегазовых комплексов на примере Оренбургского НГКМ / Н.А.Гафаров, Г.И.Бочкарев, А.А.Гончаров и др. // VI Международная деловая встреча "Диагностика-96". – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – Т.1. Диагностика трубопроводов. – С. 31-35.
49. К оценке дефектности трубопроводов при внутритрубной дефектоскопии / Д.М.Нургалиев, Н.А.Гафаров, В.Н.Ахметов и др. // Там же. – С. 35-41.
50. Митрофанов А.В., Гафаров Н.А., Киченко Б.В. Проблемы эксплуатации и диагностирования трубопроводов и оборудования на объектах нефтяной и газовой пром-ти // Материалы науч.-практич. конференции "Безопасность применения оборудования потенциально опасных производств" – М., 1996. – С. 83-86.
51. Совершенствование технологии ингибирования скважин и соединительных трубопроводов Оренбургского НГКМ / Н.А.Гафаров, Д.М.Нургалиев, И.Ю.Ребров и др. // Материалы науч. конференции "Разработка и производство новых технологич. систем, средств, материалов и методов защиты подземных металлич. сооружений от коррозии". – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – С. 121-127.
52. Маняченко А.В., Гафаров Н.А., Ребров И.Ю. Анализ состояния ингибирования коррозии выкидных линий газовых скважин ОГКМ // Материалы науч.-техн. совета РАО "Газпром". – Секция: Защита от коррозии трубопроводов и оборудования. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – С. 117-125.
53. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М., Щепинов Д.Н. Оценка потенциальной опасности дефектов трубопроводов // Там же. – С. 131-139.
54. Гафаров Н.А. Экологизация производства на ОГХК как условие обеспечения экологич. безопасности // Труды III Всероссийской и I Международной конференции "Теория и практика экологич. страхования". – М., 1998. – С.59-60.
55. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М., Щепинов Д.Н. Моделирование коррозии трубопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии // III Международный конгресс "Защита-98". – М., 1998. – С.12-13.
56. Проблема обеспечения надежной эксплуатации газопроводов неочищенного газа ОГКМ / Н.А.Гафаров, Д.М.Нургалиев, И.Ю.Ребров и др. // Там же. – С. 13.
57. Гафаров Н.А., Алексеев А.А., Гендель Г.Л., Фомочкин А.В. Страхование обеспечения надежности опасных производств // Там же. – С. 258.