

УДК 621.644.07:[620.194.22+004.942]

С.Н. Куимов, С.В. Баусов, А.И. Истомин, Т.К. Коростелёва, В.В. Подольская

## Информационно-аналитическое сопровождение процессов управления техническим состоянием газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

С целью внедрения комплексного подхода к формированию программ технической диагностики (ТД) и ремонта (Р) в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» проводится совершенствование Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ) объектов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) и технологических трубопроводов компрессорных станций (ТТ КС). Совершенствование процессов СУТСЦ осуществляется на основе руководящих [1, 2] и методических [3, 4] нормативных документов ПАО «Газпром».

На рис. 1 представлена организационная схема внедрения методологии СУТСЦ в существующий в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» процесс управления техническим состоянием (ТС) ЛЧ МГ и ТТ КС. Для хранения информации, получаемой и обрабатываемой на различных этапах реализации данной схемы, создана специализированная база данных (рис. 2), структурированная:

- по группам данных (паспортные, пространственные, диагностические, данные о рекомендуемых, запланированных и реализованных управляющих воздействиях);
- типам рассматриваемых объектов (газопровод и его элементы, защитные покрытия, система электрохимической защиты (ЭХЗ), природно-технические условия эксплуатации, участки повышенной опасности).

При внедрении СУТСЦ на **газопроводах, подверженных КРН**, возникают следующие **проблемы**:

- величины интегральных показателей ТС, рассчитанные согласно нормативным документам [5–8], не обеспечивают адекватной оценки ТС газопроводов, подверженных КРН, по причинам:

- недостаточной степени надежности выявления и идентификации различных типов трещиноподобных повреждений внутритрубной диагностикой (не обнаруживаются повреждения КРН в виде нераскрытых трещин глубиной до 3 мм, трещины напряжения с характерной морфологией «елочка», трещины различной ориентации в зоне сплавления продольного шва);

- недостаточной достоверности прогнозирующих технологий, изложенных в стандартах [9, 10], для выявления потенциально опасных участков КРН и определения их границ;

- нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте [3, 4], не учитывают отсутствия информации о фактической степени поврежденности газопроводов КРН.

Для **решения обозначенных проблем** в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» выполняется комплекс работ по оптимизации процессов диагностики, оценки ТС и выбора управляющих воздействий. Целью оптимизации является построение данных процессов, реализующее минимальные суммарные затраты за счет разработки программ диагностики и ремонта, адекватных степени поврежденности КРН, сокращения срока их формирования, обеспечения соответствия планируемых показателей

**Ключевые слова:** система управления техническим состоянием и целостностью объектов линейной части магистральных газопроводов, специализированная база данных, автоматизированная система оценки технического состояния и планирования ремонта газопроводов, информационная модель пространственного прогноза.

**Keywords:** Technical Condition and Integrity Control System for gas mains linear parts, specialized data base, computerized system for assessment of technical conditions and planning of repairs for gas pipelines, informational model for spatial forecasting.

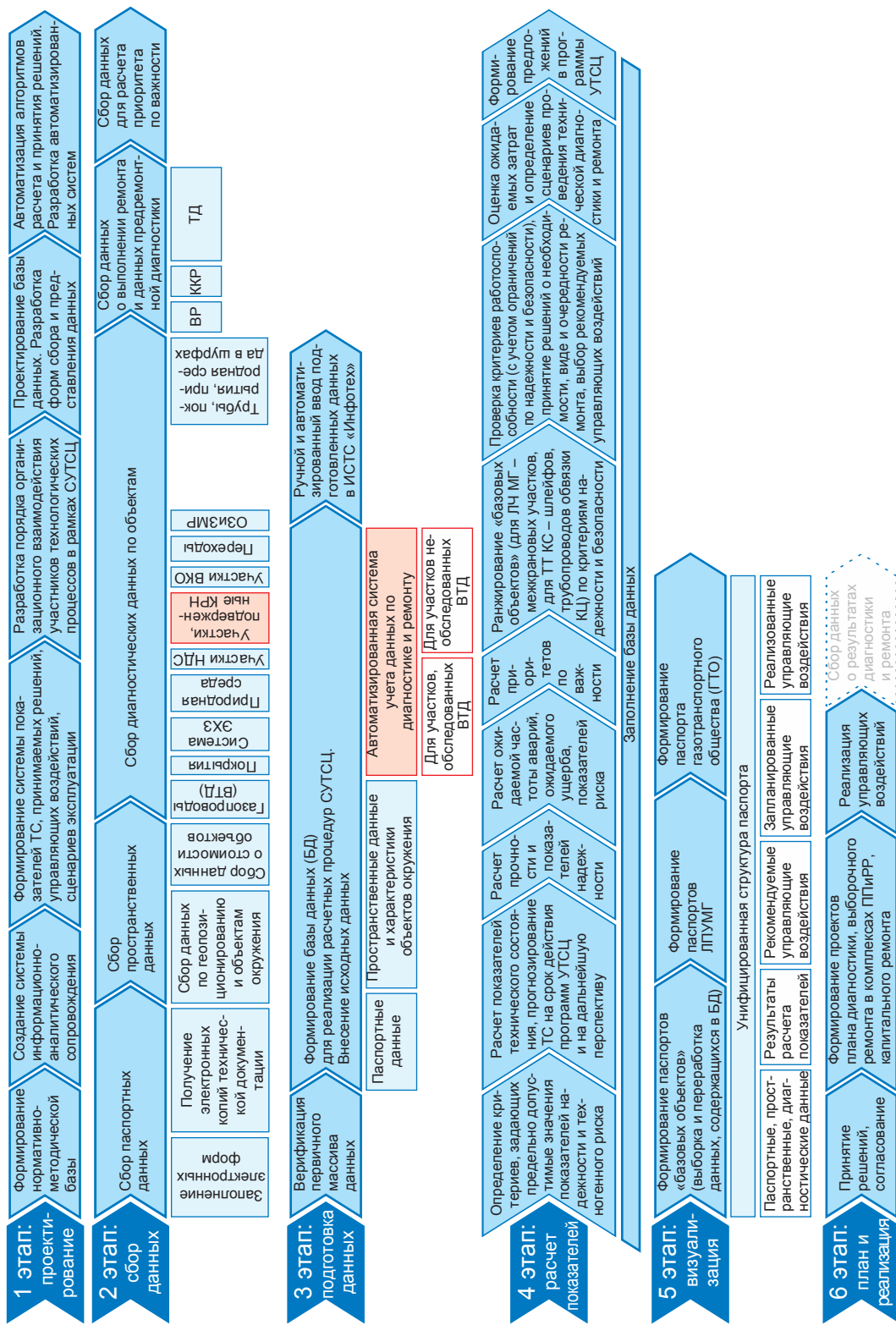


Рис. 1. Общая схема внедрения методологии СУТЦ на объектах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»: ВТД – внутритрубная диагностика; НДС – напряженно-деформированное состояние; КРН – коррозионное растрескивание под напряжением; ВКО – высокая коррозионная опасность; ОЗиЗМР – охранные зоны и зоны минимальных расстояний; ИСТС – информационная система контроля технического состояния объектов; УТСЦ – управление техническим состоянием и целостностью; КЦ – компрессорный цех; ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов; ПШИРР – планово-профилактические и ремонтные работы; VR – выборочный ремонт; ККР – критерий капитального ремонта

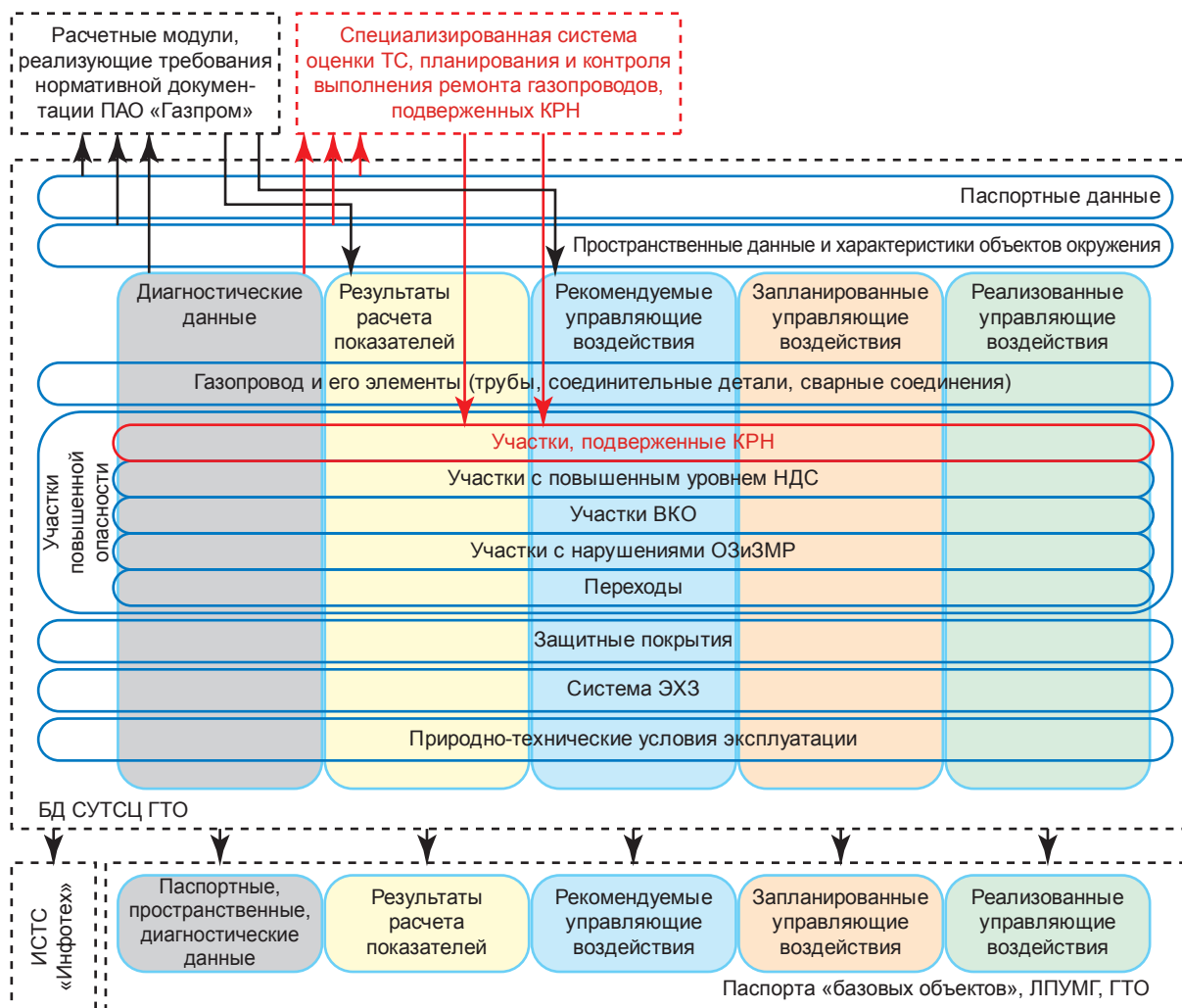


Рис. 2. Организация хранения, обработки и представления данных о техническом состоянии объектов и управляющих воздействиях

ремонта фактическим. Комплекс работ по оптимизации выполняется по следующим направлениям:

- оптимизация процессов диагностики:
  - разработка технических требований и организация создания специализированных средств ВТД для выявления КРН, разработка методик и оценка качества функционирования внутритрубных дефектоскопов;
  - создание геоинформационных технологий, предназначенных для выделения и ранжирования потенциально опасных участков с различными типами повреждений (КРН, «подпленочная» коррозия в окислительных и в восстановительных условиях);
  - разработка технических требований и организация полевого и стационарного аналитического контроля окружающей среды для

создания рациональных комплексов технического диагностирования и прогнозирования появления и развития различных типов повреждений;

- разработка детального Регламента технологических и экспертно-аналитических процессов диагностики КРН и коррозии в различных условиях эксплуатации, оценки технического состояния и планирования ремонта;
- разработка технических требований и организация полигона для отработки новых методов и средств диагностики и защиты от КРН на базе выведенного из эксплуатации участка газопровода Комсомольское – Челябинск;

- оптимизация процессов оценки ТС и выбора управляющих воздействий: разработка специализированной информационно-аналитической системы, предназначенной для

оценки ТС и поддержки принятия решений при планировании диагностики и ремонта газопроводов, подверженных КРН.

Процесс создания **автоматизированной системы оценки ТС и планирования ремонта** газопроводов, подверженных КРН, предусматривает четыре этапа работ.

На первом этапе:

- выполнены построение, формализация, совершенствование природно-технических моделей-эталонов опасных ситуаций (КРН, коррозии различного типа, НДС);
- выбраны оптимальные группы факторов, единичные и интегральные показатели, набор геоинформационных карт, в совокупности идентифицирующие и количественно характеризующие опасные ситуации;
- определены правила оценки ситуаций на соответствие моделям-эталонам;
- выполнено структурирование показателей по технологическим и информационно-аналитическим процессам, сформированы рациональные комплексы методов измерения показателей, рациональные алгоритмы обработки и анализа результатов измерений.

На этой основе разработаны **Регламент** технологических процессов диагностики КРН и специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта.

На втором этапе построена информационная модель автоматизации планирования ремонта по данным ВТД, инструментальной наземной диагностики с использованием информации о местоположении и протяженности участков с наличием природно-технических условий для развития КРН, разработано программное обеспечение на основе данной модели [11].

На третьем и четвертом этапах предусматриваются создание информационной модели и прикладного программного обеспечения для автоматизированного выделения потенциально опасных участков (ПОУ) развития КРН, разработка полностью автоматизированной системы планирования ремонта.

**Общая экспертно-аналитическая схема** оценки ТС, выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту, назначения сценариев дальнейшей эксплуатации газопроводов, подверженных КРН, предусматривает следующую последовательность действий (рис. 3):

- дифференциацию территории трассы и газопроводов по комплексу показателей-признаков:

- на однородные участки (кластеры);
- типичные репрезентативные однородные участки;
- ПОУ с различным вероятным типом повреждения (КРН, коррозия, повышенный уровень напряжений);
- определение показателей ТС элементов газопровода по данным инструментальной наземной диагностики, распределение выявленных аномальных элементов по рангам опасности;
- совмещение в таблицах, на развертках труб и на карте-схеме результатов ВТД, инструментальной наземной диагностики и вышечеречисленных участков территории, дифференциация аномалий, выявленных ВТД и наземной диагностикой, по вероятным типам повреждений (КРН, трещины напряжения, трещиноподобные дефекты проката, коррозия), переработка диагностической информации с учетом вероятного типа повреждений;
- автоматизированный расчет показателей ТС элементов газопровода, определение сроков обследования в шурфах и сроков ремонта по результатам ВТД и наземной диагностики либо по данным ТД в протяженных шурфах, вскрываемых на типичных репрезентативных однородных участках и на ПОУ различного типа (КРН, коррозия, НДС), при отсутствии возможности ВТД;
- выбор способа и срока ремонта каждого элемента газопровода;
- для газопроводов, где невозможно проведение ВТД, экстраполяцию результатов расчета показателей ТС и выбора способов ремонта элементов в протяженных шурфах, вскрытых на типичных участках и ПОУ, на однородные участки остальной территории;
- объединение элементов с одинаковым способом ремонта с формированием локальных участков (длиной < 500 м), расчет показателей ТС и сроков ППиРР;
- последовательная генерализация локальных участков с формированием протяженных участков (длиной  $\geq 500$  м), расчет и прогнозирование показателей ТС, выбор способов и сроков ремонта протяженных участков и «базовых объектов» (межкрановых участков, шлейфов и трубопроводов обвязки КЦ);
- выбор технологии ремонта протяженных участков и «базовых объектов» на основании расчета интегрального показателя комплексного ремонта [11] и отдельных показателей ремонта:

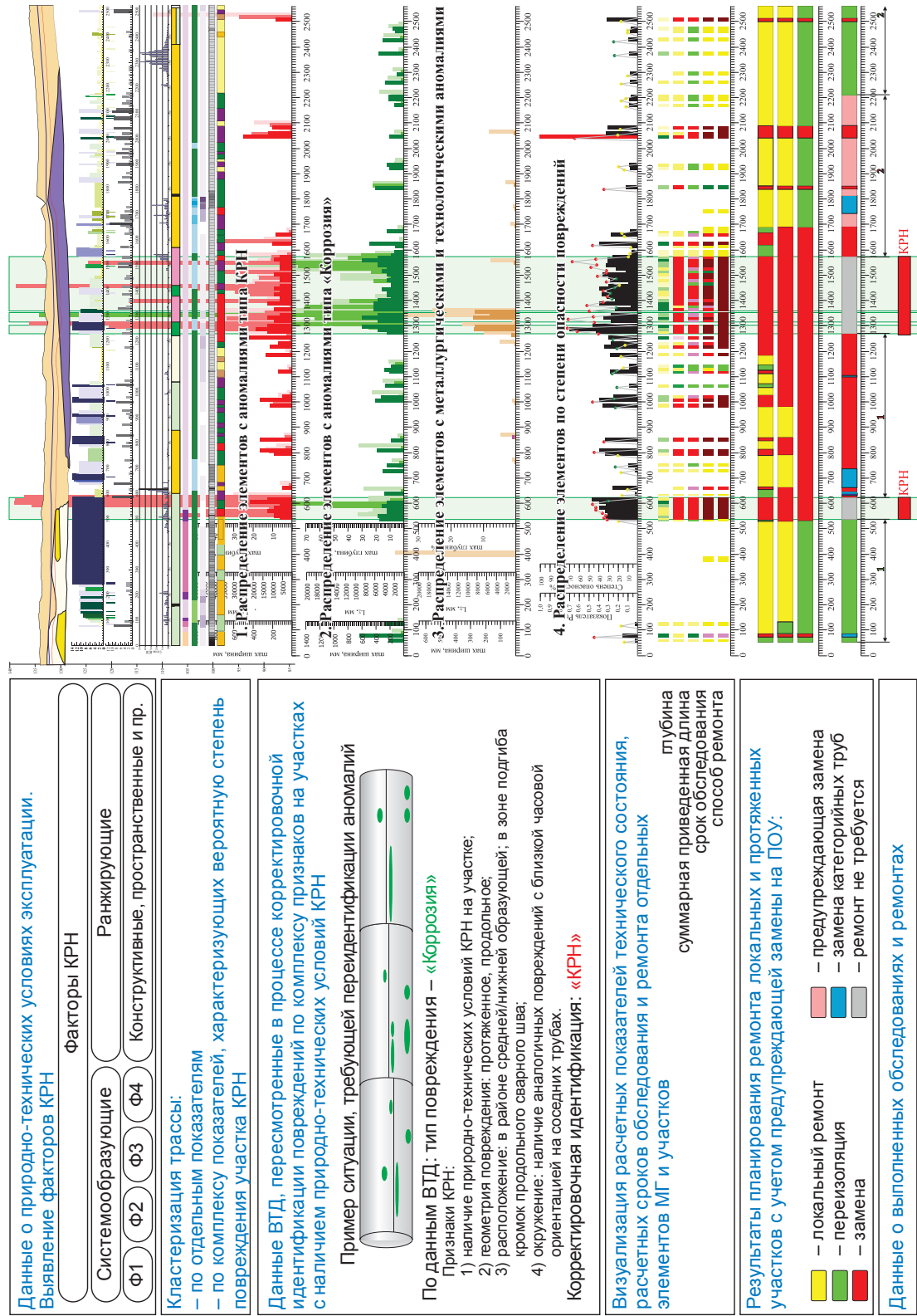


Рис. 3. Реализация общей экспертно-аналитической схемы оценки ТС и выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту газопроводов, подверженных КРН: системообразующие факторы КРН см. далее

- суммарной протяженности элементов, подлежащих замене;
- суммарной протяженности элементов, подлежащих переизоляции, %;
- минимального срока ремонта после проведения ВТД;
- расчет прочности, показателей надежности, ожидаемой частоты аварий, ожидаемого ущерба и показателей риска с учетом прогнозируемого количества труб с дефектами КРН на ПОУ;
- расчет приоритетов по важности;
- выбор управляющих воздействий;
- определение сценариев дальнейшей эксплуатации.

**Выделение участков с наличием природно-технических условий КРН** основано на пространственном совпадении четырех системообразующих факторов КРН:

1) определенного типа покрытий (Ф1, см. рис. 3):

- ленточного покрытия трассового нанесения с бутил-каучуковым клеевым слоем (например, типа «Поликен 980-25», НИТТО-56) в глинистом и песчаном грунтах;
- битумного покрытия при определенном соотношении кальцитного и глинистого грунтов;

2) увлажнения газопровода с обеспечением восстановительной обстановки под покрытием (Ф2, см. рис. 3);

3) определенного литологического, минералогического, химического составов грунта (Ф3, см. рис. 3);

4) деструкции бутил-каучукового клеевого слоя ленточного покрытия в результате жизнедеятельности железовосстанавливающих, денитрифицирующих и сульфатредуцирующих бактерий, приводящей к образованию биогенного углекислого газа (с избыточным давлением) под покрытием и формированию защитных конверсионных пленок на основе эпитаксиального  $FeCO_3$  (Ф4, см. рис. 3).

Процесс выделения ПОУ КРН предусматривает поэтапную оценку показателей природно-технических условий эксплуатации на соответствие показателям моделей-эталонов ситуаций КРН (рис. 4). Для его автоматизации строится **информационная модель пространственного прогноза**, предусматривающая:

- формализацию причинно-следственной модели КРН в виде схемы кластеризации трассы газопроводов и набора логических правил;

- создание выборки прецедентов:
  - моделей-эталонов ситуаций КРН;
  - значений прогнозируемых величин КРН;
  - значений признаков прогноза;
- формализацию гипотез о прогнозирующей функции:
  - определение правил прогноза по выборке прецедентов-эталонов;
  - определение характера зависимости прогнозируемых величин от комплекса показателей, выбор вида прогнозирующей функции;
- создание индикационных моделей:
  - нормирование, выбор числовых и цветовых градаций для интервалов показателей-признаков по степени ухудшения ситуации, генерирование раstra для группировки территориальных единиц в кластеры;
  - составление легенды для индикационной карты-схемы, отражающей причинно-следственную модель КРН;
  - кластеризацию трассы газопроводов по отдельным показателям и комплексу показателей-признаков, выделение участков с наличием природно-технических условий КРН;
- картографический анализ, анализ по аналогии с прецедентом, ранжирование по степени близости к прецедентам – обобщенным моделям-эталонам ситуаций КРН.

**Информационная модель автоматизированной оценки ТС** и выбора управляющих воздействий по диагностике и ремонту предусматривает:

- иерархическое структурирование газопроводов;
- систему показателей для оценки ТС и выбора решений о ремонте, дифференцированную по уровням структурной иерархии;
- критериальные значения показателей;
- набор вариантов принимаемых решений о ремонте труб и покрытий;
- набор вариантов управляющих воздействий;
- набор вариантов сценариев эксплуатации;
- алгоритмы расчета показателей ТС и выбора вариантов решений;
- правила объединения повреждений в группы по признаку взаимодействия друг с другом;
- правила формирования локальных и протяженных участков по способу ремонта элементов трубопровода;

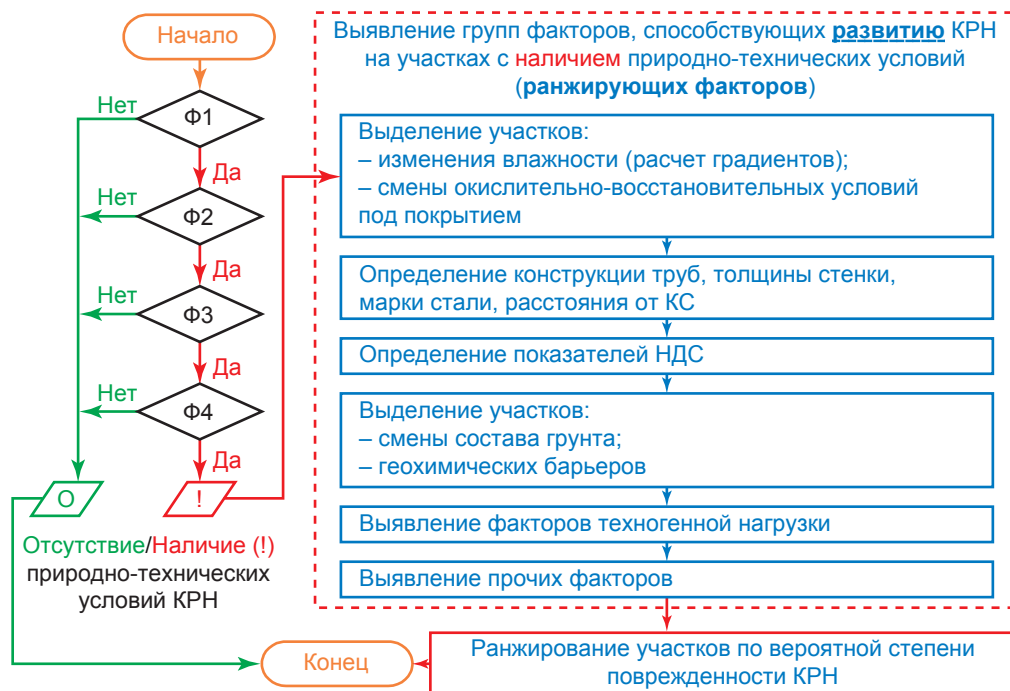


Рис. 4. Порядок выделения участков с наличием природно-технических условий КРН

• правила генерализации решений о ремонте.

В информационной модели используются показатели ТС, алгоритмы их расчета и выбора решений о ремонте, представленные в нормативной документации ПАО «Газпром», а также сочетание показателей, критериальные значения и алгоритмы выбора решений, специально разработанные в ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». Специализированная система оценки ТС, планирования и контроля выполнения ремонта и прикладное программное обеспечение [11], в основу которого легли разработанные информационные модели, используются при оценке ТС, определении приоритетов и детальном планировании поэтапного выборочного и комплексного ремонта газопроводов ЛЧ МГ и ТТ КС ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», поврежденных КРН. В целом соответствие фактических показателей ТС и ремонта планируемым подтвердило эффективность разработанных информационных моделей.

\*\*\*

Применение специализированной системы оценки ТС, планирования и контроля выполнения ремонта газопроводов, поврежденных КРН, позволяет:

• повысить эффективность обработки, анализа и использования результатов ВТД за счет повышения степени надежности выявления и идентификации трещиноподобных повреждений, расширения вариантов принимаемых решений;

• выделить участки, поврежденные КРН, оценить степень их опасности, выполнить расчет показателей СУТСЦ с учетом прогнозируемой поврежденности газопроводов КРН;

• решить комплекс конкретных задач по планированию ремонта, не предусмотренных нормативно-технической документацией, в том числе:

– выполнить индивидуальное планирование ремонта каждого повреждения и элемента газопровода, каждого локального, протяженного, генерализованного и межкранового участка;

– определить показатели, необходимые для детального планирования и проектирования ремонта, – суммарную протяженность элементов и участков подлежащих замене, ремонту сваркой, вышлифовкой, переизоляции, в том числе сплошной и выборочной;

– выполнить корректирующее и предупреждающее планирование;

• сократить незапланированные объемы замены;

- определить управляющие воздействия по обеспечению безопасной эксплуатации участков МГ, подверженных КРН, в рамках внедрения методологии СУТЦС.

Безопасная эксплуатация участков МГ, подверженных КРН, обеспечивается путем реализации специальных **систематических мероприятий**:

- по прогнозированию количества труб с повреждениями КРН;
- техническому диагностированию КРН;
- мониторингу КРН;
- выборочному и капитальному ремонтам участков МГ, подверженных КРН.

**Система управления техническим состоянием газопроводов, подверженных КРН**, предусматривает реализацию следующих управляющих воздействий:

- проведение ВТД не реже чем раз в два года;
- выделение «базовых объектов», подверженных КРН, по результатам ВТД, ТД в шурфах и комплекса работ по идентификации КРН;
- проведение на «базовых объектах», подверженных КРН, комплексной диагностики

для выявления границ участков, поврежденных КРН, включая:

- диагностику КРН наземными методами;
- диагностику труб, покрытий, околотрубной среды в локальных и протяженных шурфах;
- прогнозирование количества труб, поврежденных КРН, проведение расчета показателей СУТЦС и выбор решений о ремонте с учетом данного количества труб;
- ежегодное детальное планирование и проведение комплексов ППиРР, предусматривающих:
  - ТД наружными методами неразрушающего контроля в протяженных шурфах, вскрытых по данным ВТД и на ПОУ КРН;
  - выборочную поэтапную замену труб, локальных и протяженных участков, поврежденных КРН;
  - детальное планирование и проведение комплексного капитального ремонта.

### Список литературы

1. Политика ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа / ОАО «Газпром». – М., 2010.
2. Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС с учетом задач транспортировки / ОАО «Газпром». – М., 2011.
3. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
4. Р Газпром 2-2.3-692-2013. Регламент формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния МГ по результатам ВТД.
6. СТО Газпром 2-2.3-750-2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт.
7. СТО Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции.
8. СТО Газпром 2-2.3-523-2010. Методические указания по прогнозированию и оценке технического состояния компрессорной станции как единого объекта.
9. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
10. СТО Газпром 2-2.3-412-2010. Инструкция по определению потенциально-опасных стресс-коррозионных участков и техническому диагностированию технологических трубопроводов газа компрессорных станций.
11. Куимов С.Н. Оптимизация планирования ремонта газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, с использованием автоматизированных систем / С.Н. Куимов, А.И. Истомин, В.В. Подольская // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2 (31) – С. 12–17.