

Оптимизация планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН, с использованием автоматизированных систем

В.В.Подольская

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Экспертно-аналитический цикл управления техническим состоянием газопроводов, подверженных КРН



«Трещины напряжения» на трубах из стали 17Г2АФ

На участке с наличием природных условий КРН



На участке с отсутствием природных условий КРН



Цель оптимизации:

построение процессов оценки технического состояния, планирования и организации ремонта газопроводов, подверженных КРН, реализующее минимальные суммарные затраты за счёт:

- разработки Программ и Планов-графиков ремонта, адекватных техническому состоянию, сокращения срока их формирования;
- обеспечения соответствия планируемых показателей ремонта фактическим;

Задачи для достижения цели:

- Разработка специализированного алгоритма оценки технического состояния и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН
- Построение информационной модели автоматизированного планирования ремонта
- Разработка приложений, реализующих данную информационную модель

Задачи и этапы создания автоматизированной системы планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН



Экспертно-аналитическая схема оценки технического состояния (ТС) и планирования ремонта

Дифференциация территории трассы газопроводов

Выделение однородных и типичных участков

Выделение потенциально-опасных участков (ПОУ)

Определение показателей ТС газопроводов по данным наземной диагностики

Предварительное планирование ремонта по данным ВТД, инструментальной наземной диагностики с учетом ПОУ-КРН

Совмещение данных ВТД, наземной диагностики и потенциально опасных участков

Разделение трещиноподобных аномалий по вероятным типам: КРН, плены (закаты), трещины напряжения

Обработка данных ВТД с учетом вероятного типа дефектов, расчет показателей ТС, выбор способа и срока ремонта каждого элемента

Выделение локальных участков с различными способами ремонта, расчет сроков ППР

Генерализация локальных участков, выбор технологии и сроков КР протяженных и межкрановых участков

Ранжирование и определение приоритетов КР

Детальное планирование комплексного ремонта (КР)

Корректирующее планирование ремонта

Предупреждающее планирование ремонта

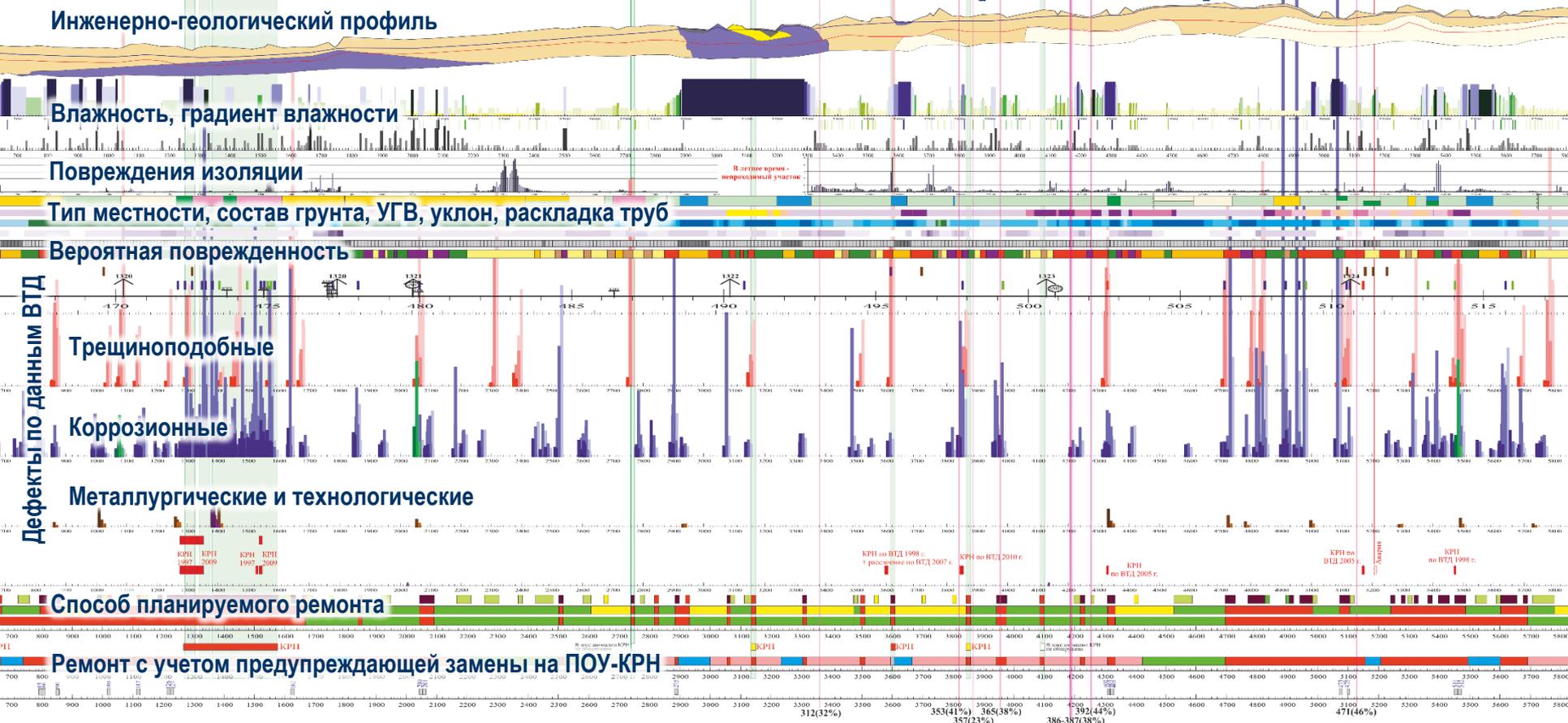
Расчет показателей, разработка тех. требований и задания на проектир-е

Разработка основных проектных решений

Планирование и осуществление экспертно-диагностического и информационного сопровождения КР

Актуализация оценки ТС, ранжирования, корректировка планов КР

Индикационная карта-схема реализации алгоритма оценки технического состояния и планирования ремонта



Основные показатели для ранжирования и выбора технологии комплексного ремонта

Элементы, подлежащие замене:
 $\geq 40\%$ → демонтаж

Элементы, подлежащие переизоляции:
 $\geq 50\%$ → сплошная переиз.

Показатель ремонта $P_{рД}$

$< 0,15$	Выборочный ремонт
$\geq 0,15$; $< 0,32$	Сплошная переизоляция
$\geq 0,32$	Демонтаж

Коэффициент нагруженности K

$> 1,20$	Корректировка оси с заменой элементов
$\leq 1,20$; $> 1,00$	Корректировка оси

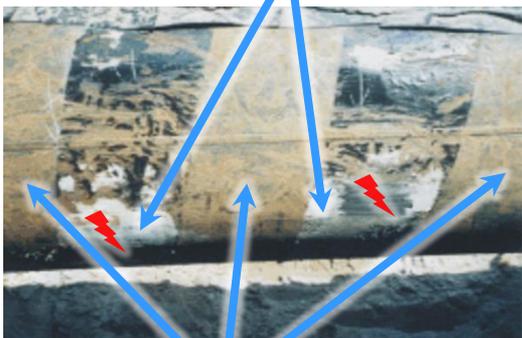
$$P_p = 1 - (1 - P_{рД}) \cdot (1 - P_{рН}) \cdot (1 - v_{ш} \cdot P_{рШ}) \cdot (1 - v_{из} \cdot P_{рИЗ}) \cdot (1 - v_{ЭХЗ} \cdot P_{рЭХЗ})$$

$$P_{рД} = \frac{\sum_m P_{рДm}}{N_э} \cdot K_T; P_{рН} = \frac{\sum_m P_{рНm}}{N_э}; P_{рШ} = \frac{\sum_m P_{рШm}}{N_э}; P_{рИЗ} = \frac{\sum_m P_{рИЗm}}{N_э}; P_{рЭХЗ} = \frac{\sum_m P_{рЭХЗm}}{N_э}$$

Показатель	Способ ремонта	Градация	
$P_{рДm}$	1. Замена в комплексе ППР	1,0	$v_{ш} = 0,5$
	2. Ремонт сваркой, муфтой в комплексе ППР	0,9	
	3. Замена при комплексном ремонте	0,8	$v_{из} = 0,3$
	4. Ремонт сваркой при комплексном ремонте	0,7	
	5. Переизоляция с вероятной заменой труб, СДТ	0,6	$v_{ЭХЗ} = 0,3$
	6. Переизоляция с допустимой заменой	0,4	
	7. Переизоляция с ремонтом дефектов стенки КШ	0,3	$K_T = 1,5$ (КРН)
	8. Локальный ремонт покрытий, дефектов стенки КШ	0,1	
$P_{рИЗm}$	9. Переизоляция всего элемента	0,7	
	10. Ремонт локальных дефектов покрытий	0,2	$K_T = 1,2$ (язвенная коррозия)
$P_{рШm}$	11. Вырезка КСС	1,0	
	12. Ремонт КСС	0,5	
$P_{рНm}$	13. Корректировка оси при ППР с заменой элементов	1,0	
	14. Плановая корректировка оси	0,8	$K_T = 1,0$ (коррозия пятнами)
$P_{рЭХЗm}$	15. Устранение несоответствий	1,0	
	СТО Газпром 9.2-002-2009: пониженного потенциала повышенного потенциала	0,5	

Элементы природно-технической модели КРН Системообразующие факторы КРН

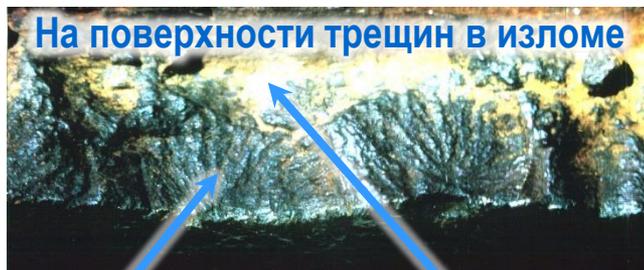
Ленточное покрытие с
бутил-каучуковым
клеевым слоем
Био-деструкция клеевого слоя
ленты → **КРН**



Развитие КРН в восстановительной среде под покрытием
Окислительная среда → нет КРН
 $[H_2O]/[CO_2] \gg 1$, $[CO_2] \rightarrow 0$,
 $\alpha-Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, $\gamma-FeO(OH)$
Восстановительная среда → **КРН**
 $[H_2O]/[CO_2] \ll 1$
Дисперсный $FeCO_3$ (Д), $FeS_xC_{1-x}O_3$

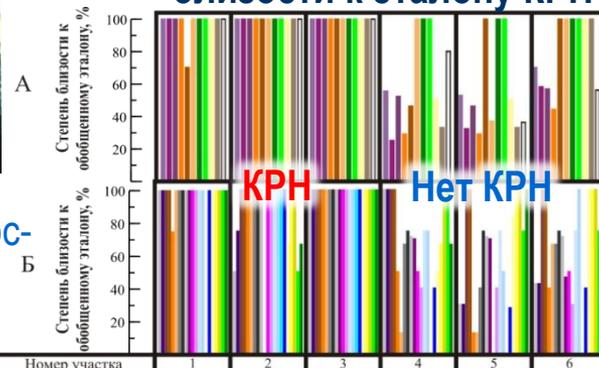


Защитная пленка эпитаксиального $FeCO_3$



Дисперс-
ный
 $FeCO_3$

Состав грунта: степень
близости к эталону КРН



Состав	Цвет на схеме (А)										Цвет на схеме (Б)																			
	SiO ₂	ТiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	У	У	Ga	Ni	Co	Cr	Mn	V	Ti	Sc	Ge	Cu	Zn	Pb	Ag	Mo	Ba	Sr	Br
Элемент	[Color swatches for scheme A]										[Color swatches for scheme B]																			

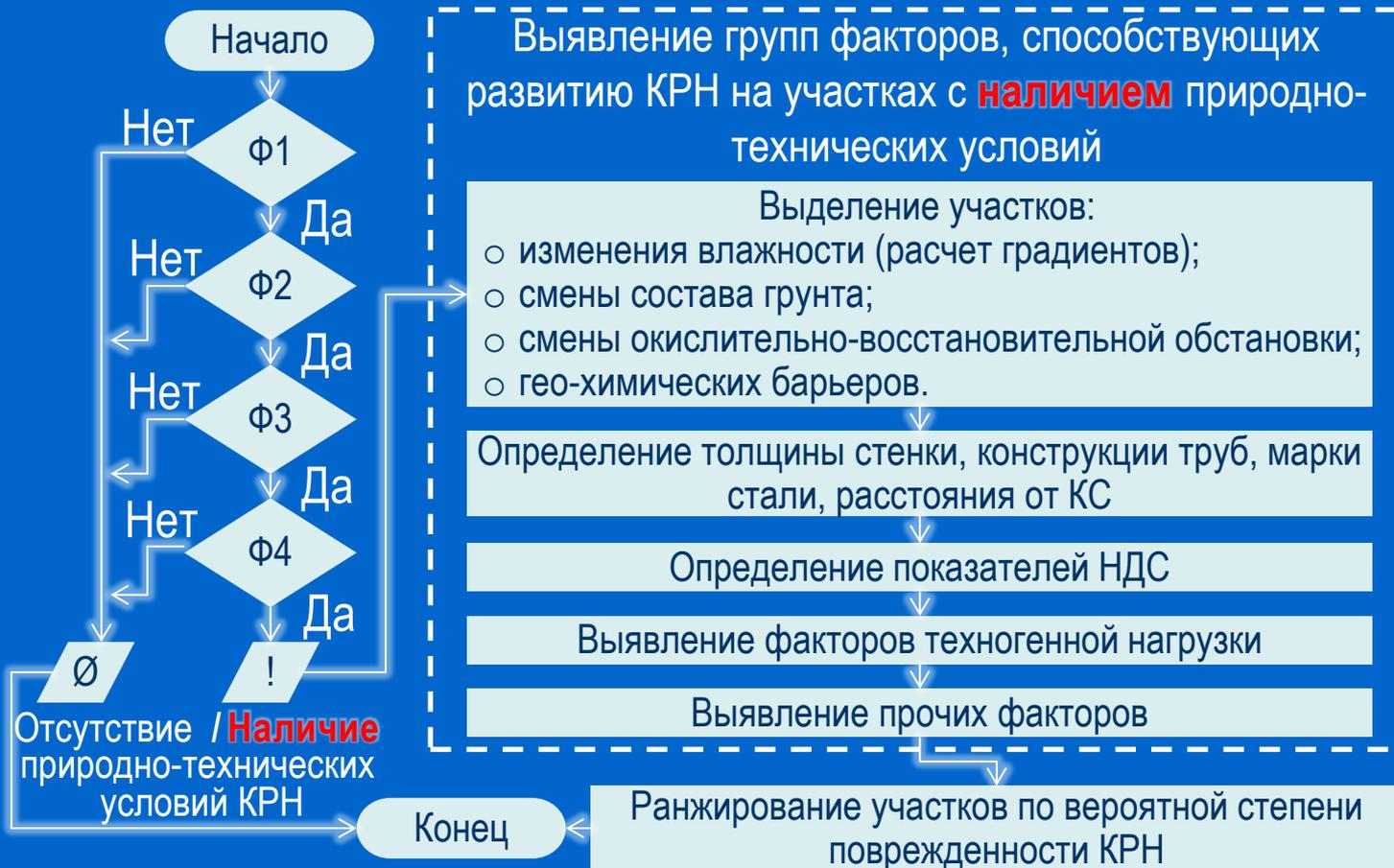
Нет клеевого слоя
ленты → нет КРН

Защитная
конверсионная пленка
на основе $FeCO_3$ (Э),
 Fe_3O_4 , $\alpha-Fe$

Порядок выделения участков с наличием природно-технических условий КРН

Системообразующие факторы, необходимые для развития КРН:

- Ф1** – определенный тип покрытия
- Ф2** – увлажнение газопровода
- Ф3** – восстановительная обстановка под покрытием, деструкция клеевого слоя ленточного покрытия с образованием $FeCO_3$
- Ф4** – определенный состав грунта

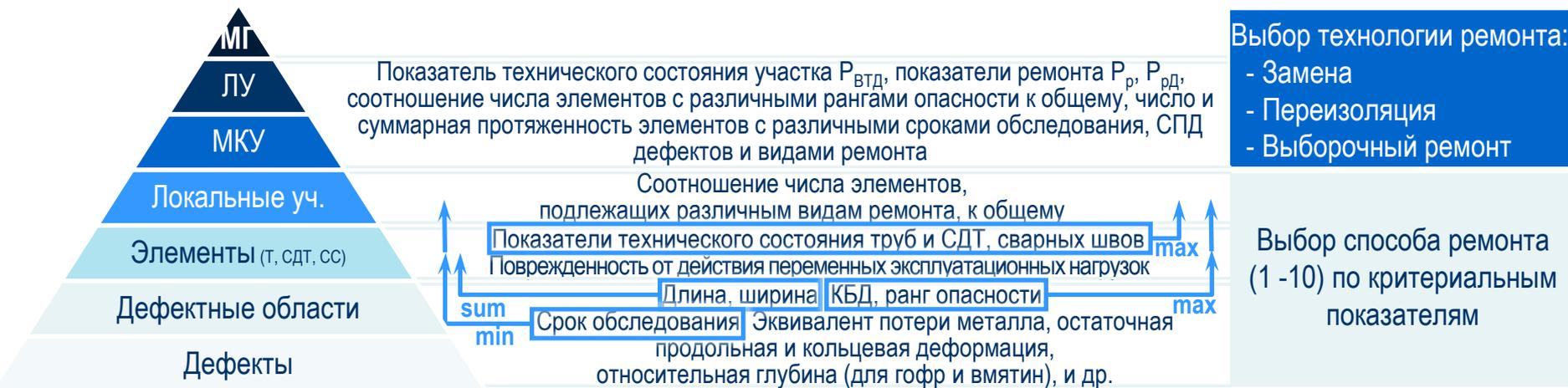


Элементы информационной модели планирования ремонта по данным ВТД и инструментальной наземной диагностики

1. Уровни структурной иерархии МГ

2. Показатели для оценки тех. состояния и принятия решений о ремонте

3. Варианты принимаемых решений



Нормативное обеспечение автоматизированного процесса планирования ремонта газопроводов

Р Газпром 2-2.3-646-2012 Р Газпром 2-2.1-160-2007 СТО Газпром 2-2.3-112-2007 СТО Газпром 2-2.3-327-2009

СТО Газпром 9.4-023-2013 Р Газпром 2-2.1-161-2007 СТО Газпром 2-2.3-328-2009 СТО Газпром 2-2.3-401-2009

Р Газпром 2-2.3-691-2013 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 СТО Газпром 2-2.3-361-2009 СТО Газпром 2-2.3-253-2009

Инструкции по проведению паспортизации ТТ КС, утв. ОАО Газпром 18.05.200 г.

ИСТС «Инфотех»

СТО Газпром 2-2.3-351-2009

СТО Газпром 2-2.3-292-2009
СТО Газпром 2-2.3-412-2009

Р Газпром «Рекомендации по сопровождению отраслевого банка данных результатов ВТД, утв. ОАО «Газпром» 05.05.2007



СТО Газпром 2-2.3-523-2009
СТО Газпром 2-2.3-609-2009

Рекомендации по сбору и предоставлению информации о техническом состоянии ТТ КС с целью последующего размещения в ССД «Инфотех» (разработаны ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

СТО Газпром 2-2.3-575-2009
СТО Газпром 2-2.3-691-2009

СТО Газпром 2-2.3-325-2009

СНиП 2.05.06-85*

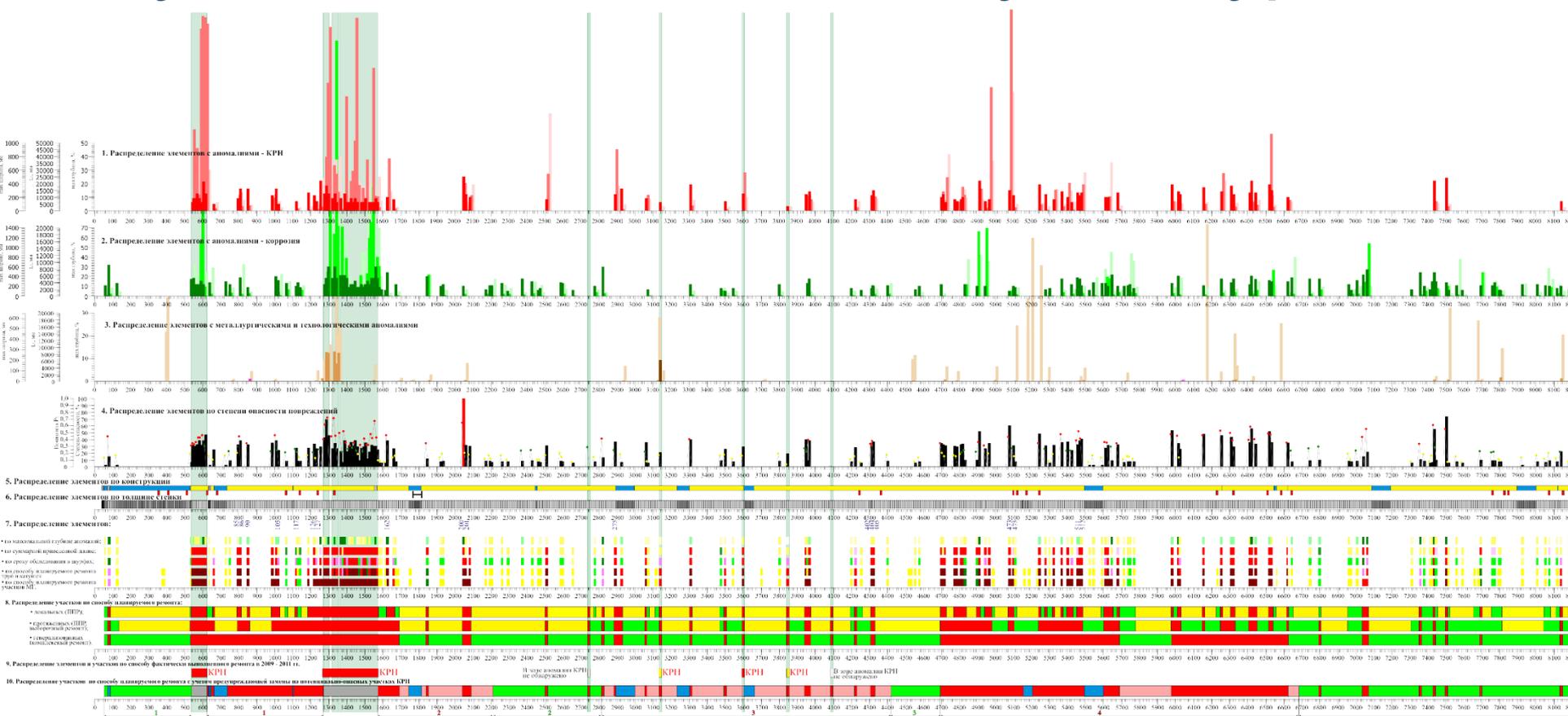
Р Газпром 2-2.3-691-2013

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 СТО Газпром 2-2.4-715-2013 СТО Газпром 2-2.3-522-2010 СТО Газпром 2-2.3-292-2009

«Инструкция по оценке дефектов труб и СДТ при ремонте и диагностировании МГ», утв. ОАО Газпром 05.09.2013

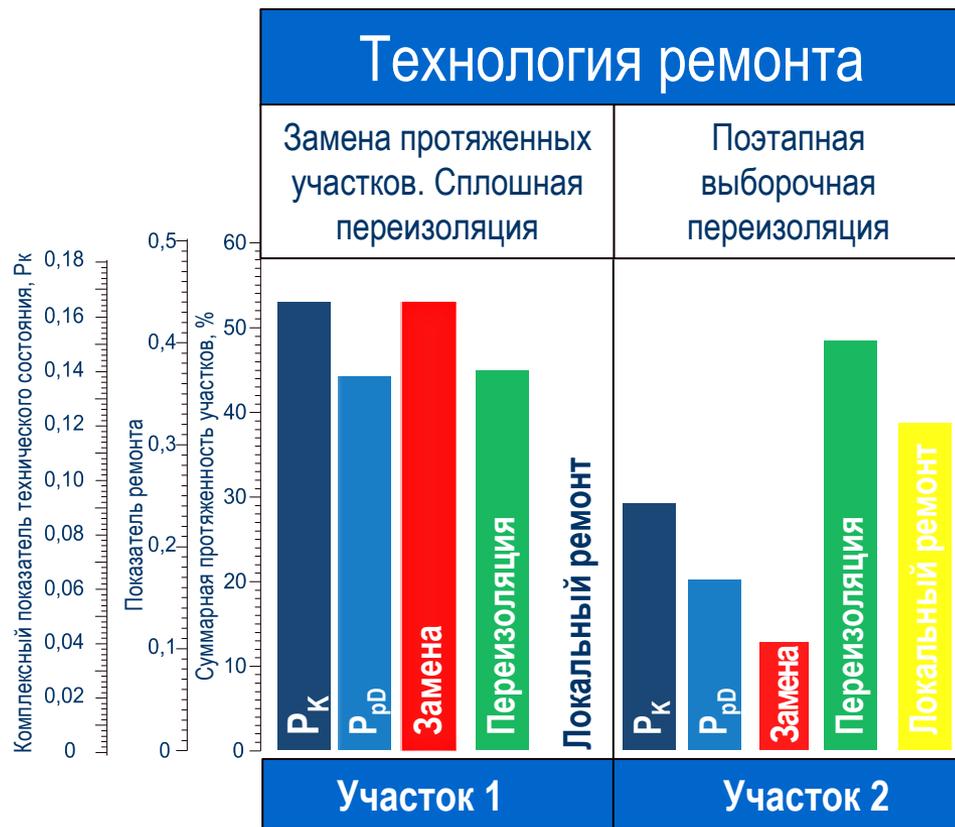
Рекомендации по оценке прочности и устойчивости МГ и ТТ КС, утв. ОАО Газпром 24.11.2006 г.

Построение индикационных карт-схем распределения элементов и участков по показателям ТС, способу и объему ремонта



Ранжирование, выбор технологии и планирование ремонта участков одного из газопроводов, эксплуатируемых ООО «ГТЕ»

Показатель	Значение	
	1	2
Участок	1	2
Показатель ремонта	0,367	0,168
Объем переизоляции, м (%)	13 531 (45,1)	14 149 (48,5)
Объем замены, всего, м (%)	17 572 (54,9)	3 767 (12,9)
Демонтаж, м (%)	15 905 (49,6)	1 479 (5,1)
Объем запаса при переизоляции, м (%)	1 667 (5,3)	2 288 (7,8)



Геоинформационный подход, специализированный алгоритм оценки технического состояния, автоматизированная система планирования ремонта позволяют:

- повысить эффективность обработки, анализа и использования данных ВТД;
- повысить степень надёжности выявления и идентификации трещиноподобных дефектов;
- оценить степень повреждения газопроводов КРН;
- решить комплекс конкретных задач по планированию ремонта;
- обеспечить синхронизацию диагностических и ремонтных работ;
- сократить незапланированные объёмы замены

Спасибо за внимание!

Подольская Вера Владимировна

Лаборатория коррозионно-механической
прочности и диагностики КРН

Челябинского отделения Инженерно-технического центра
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Тел.: (351) 734-73-04

E-mail: ltg-utg@chel.surnet.ru