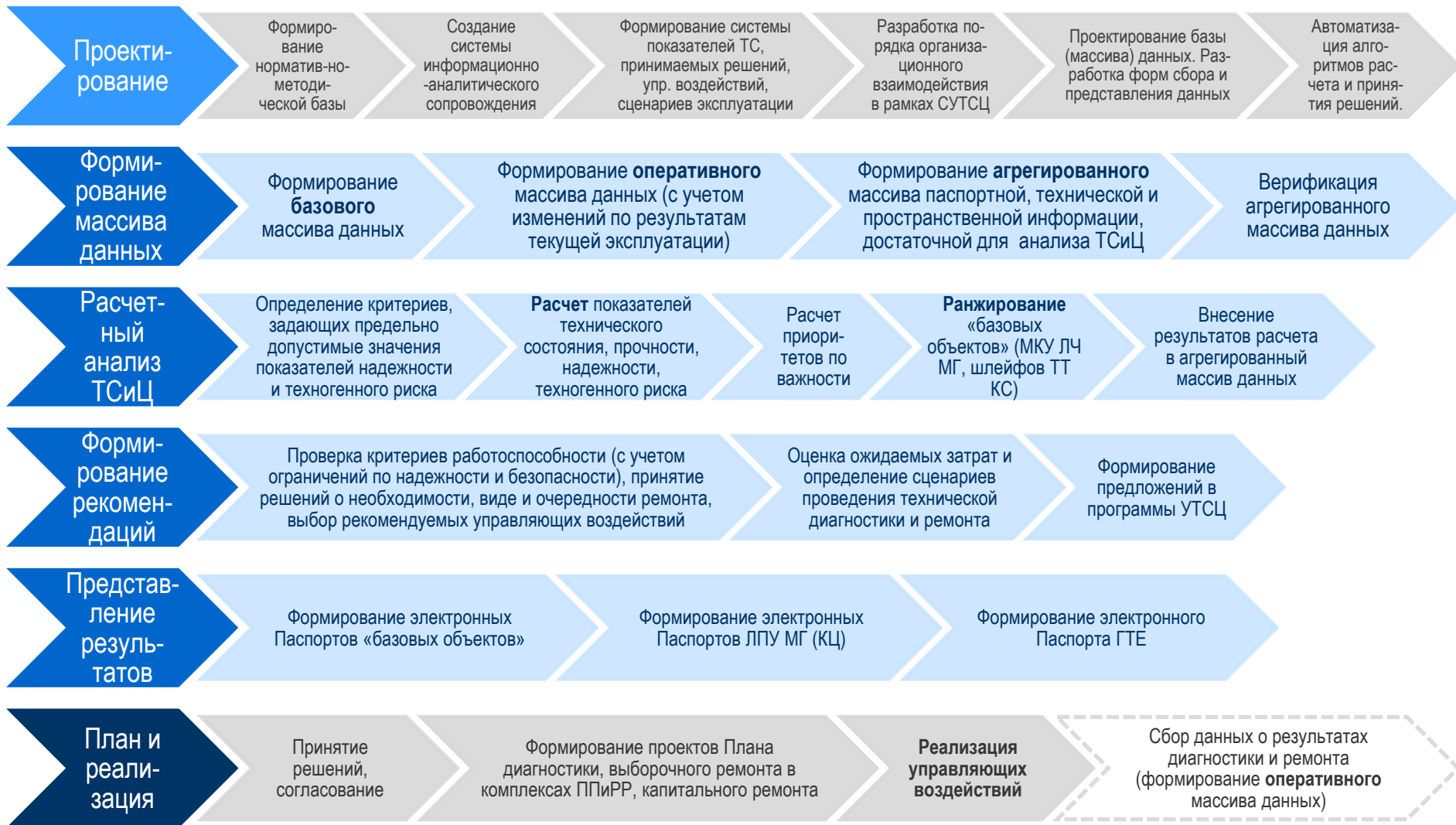


# **Организация системы мониторинга технического состояния газопроводов, подверженных КРН**

**В.В.Подольская**

**Инженерно-технический центр  
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»**

# Общая схема внедрения методологии СУТЦ на объектах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»



Отсутствие достаточных и достоверных **исходных данных** о степени поврежденности газопроводов КРН для обеспечения расчёта показателей ТС и принятия управляющих воздействий

Недостаточная степень надёжности **выявления** и идентификации различных типов **трещиноподобных дефектов ВТД**

Недостаточная достоверность прогнозирующих технологий (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, СТО Газпром 2-2.3-412-2010) для **выявления участков, повреждённых КРН**, и определения их границ

## Проблемы расчетных показателей

Проблемы адекватного **ранжирования** участков, подверженных КРН

- Р<sub>ВТД</sub> не позволяет контрастно выделить совокупность «базовых объектов», подверженных КРН, и выполнить их ранжирование с достаточной степенью достоверности, поскольку **не учитывает О/В условия** протекания коррозии
- Нарушение правил квалиметрии при построении формул для расчёта комплексных показателей ТС (**суммирование «причин» и «следствий»**)
- В интегральные показатели включаются факторы, у которых отсутствует корреляционная связь с поврежденностью газопровода

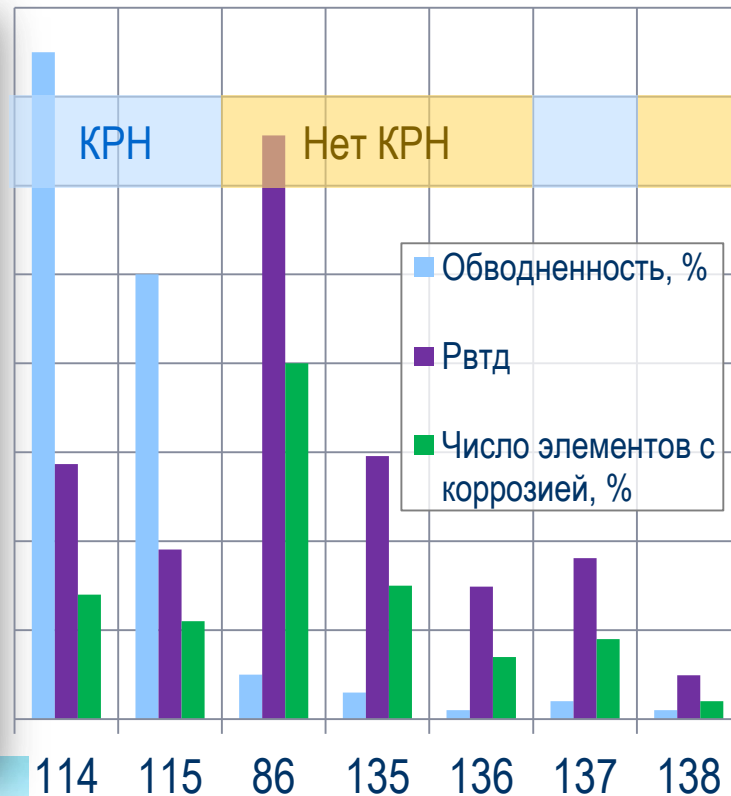
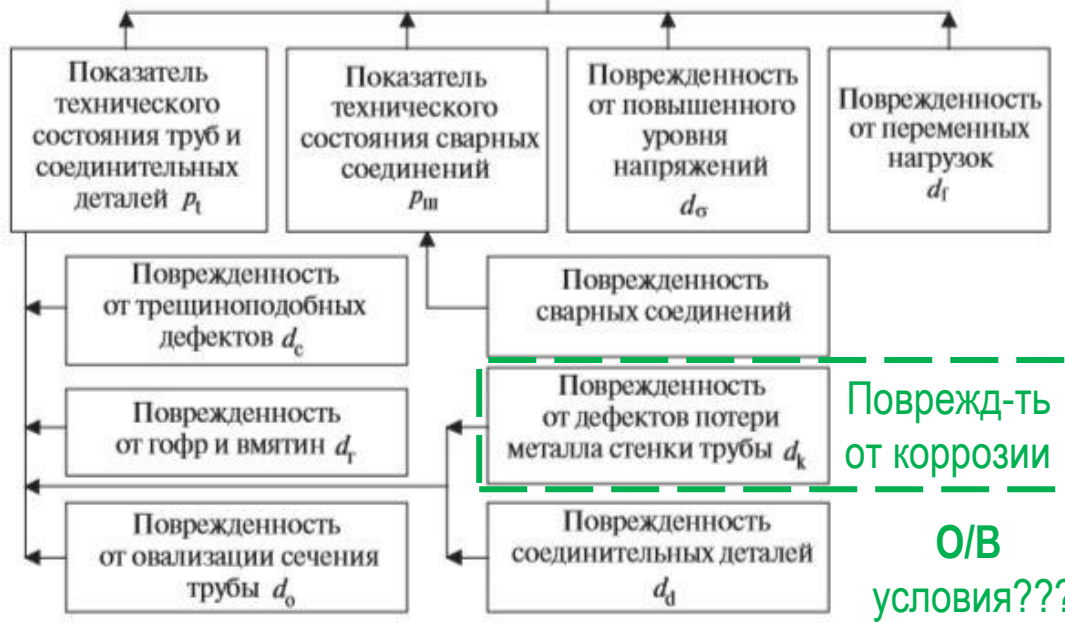
Нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте (Р Газпром 2-2.3-691-2013, «Временная инструкция») не учитывают **отсутствия информации о фактической степени поврежденности** газопроводов КРН



# Проблемы. Почему $R_{\text{ВТД}}$ не обеспечивает адекватное ранжирование?

СТО Газпром  
2-2.3-292-2009

Показатель технического состояния  
линейного участка МГ по результатам ВТД

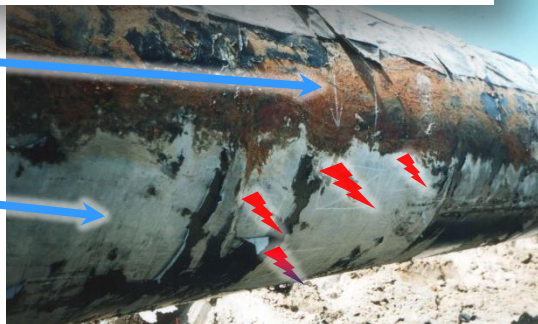


Окислительная среда → нет КРН

$[H_2O]/[CO_2] \gg 1$ ,  $[CO_2] \rightarrow 0$ ,  
 $\alpha-Fe_2O_3 \cdot H_2O$ ,  $\gamma-FeO(OH)$

Восстановительная среда → КРН

$[H_2O]/[CO_2] \ll 1$   
Дисперсный  $FeCO_3$  (Д),  $FeS_x C_{1-x} O_3$



На не обводненных участках преобладают окислительные условия, способствующие росту коррозии, но исключающие возникновение КРН

Отсутствие достаточных и достоверных **исходных данных** о степени поврежденности газопроводов КРН для обеспечения расчёта показателей ТС и принятия управляющих воздействий

Недостаточная степень надёжности **выявления** и идентификации различных типов **трещиноподобных дефектов ВТД**

Недостаточная достоверность прогнозирующих технологий (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, СТО Газпром 2-2.3-412-2010) для **выявления участков, повреждённых КРН**, и определения их границ

## Проблемы расчетных показателей

Проблемы адекватного **ранжирования** участков, подверженных КРН

- $R_{ВТД}$  не позволяет контрастно выделить совокупность «базовых объектов», подверженных КРН, и выполнить их ранжирование с достаточной степенью достоверности, поскольку **не учитывает О/В условия** протекания коррозии
- Нарушение правил квалиметрии при построении формул для расчёта комплексных показателей ТС (**суммирование «причин» и «следствий»**)
- В интегральные показатели включаются факторы, у которых отсутствует корреляционная связь с поврежденностью газопровода

Нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте (Р Газпром 2-2.3-691-2013, «Временная инструкция») не учитывают **отсутствия информации о фактической** степени поврежденности газопроводов **КРН**

# Проблемы. Пример «суммирования причин и следствий» в комплексных показателях

$$P_k = 1 - (1 - p_{tk}) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш} - p_{ш1}) \cdot (1 - d_{\sigma}) \cdot (1 - v_a \cdot p_a) \cdot (1 - v_p \cdot p_p) \cdot (1 - d_f^2),$$

СТО Газпром 2-2.3-292-2009

Комплексный показатель технического состояния линейного участка МГ



Временная инструкция по планированию диагностических обследований и ремонта ТТ КС

Пример **корректного** построения комплексного показателя – показатель технического состояния ТТ КЦ:

$$P_{TC} = (\psi_{крн} Y_{крн} + \psi_{корр} Y_{корр} + \psi_{зп} Y_{зп}) \cdot (1 - \omega) + (\psi_T Y_T + \psi_{сс} Y_{сс}) \cdot \omega$$

«Прогнозная» часть показателя («Причины», предрасположенность к коррозии и КРН). Имеет вес при недостатке диагностической информации.

«Измеренная» часть показателя. Отражает только «следствия» – данные о фактической поврежденности ТТ КС

Параметр полноты диагностических данных

Но:

$$P_{TC} = (\psi_{крн} Y_{крн} + \psi_{корр} Y_{корр} + \psi_{зп} Y_{зп}) \cdot (1 - \omega) + (\psi_T Y_T + \psi_{сс} Y_{сс}) \cdot \omega$$

«Причина»

«Следствие»



Отсутствие достаточных и достоверных **исходных данных** о степени поврежденности газопроводов КРН для обеспечения расчёта показателей ТС и принятия управляющих воздействий

Недостаточная степень надёжности **выявления** и идентификации различных типов **трещиноподобных дефектов** ВТД

Недостаточная достоверность прогнозирующих технологий (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, СТО Газпром 2-2.3-412-2010) для **выявления участков, повреждённых КРН**, и определения их границ

## Проблемы расчетных показателей

Проблемы адекватного **ранжирования** участков, подверженных КРН

- $R_{ВТД}$  не позволяет контрастно выделить совокупность «базовых объектов», подверженных КРН, и выполнить их ранжирование с достаточной степенью достоверности, поскольку **не учитывает О/В условия** протекания коррозии
- Нарушение правил квалиметрии при построении формул для расчёта комплексных показателей ТС (**суммирование «причин» и «следствий»**)
- В интегральные показатели включаются факторы, у которых отсутствует корреляционная связь с поврежденностью газопровода

Нормативные документы, регламентирующие принятие решений о ремонте (Р Газпром 2-2.3-691-2013, «Временная инструкция») не учитывают **отсутствия информации о фактической** степени поврежденности газопроводов КРН

**Создание специализированной  
информационно-  
аналитической системы  
мониторинга ТС газопроводов,  
подверженных КРН**

**Организация внедрения СУТСЦ  
объектов ЛЧ МГ и ТТ КС,  
подверженных КРН, на основе  
разработанной системы**

# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений о ремонте

## Автоматизация

- разработаны и автоматизированы расчётно-аналитические методики

## Исходные данные

- дополнены исходные данные для обеспечения расчётно-аналитических методик и реализации мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН

## Организация

- разработана информационная модель организации функционирования системы мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН
- определен порядок реализации процесса мониторинга ТС и порядок организационного взаимодействия участников процесса мониторинга

## Нормативная документация

- разработано дополнение к Регламенту мониторинга ТС и целостности ЛЧ МГ и ТТ КС Общества, обеспечивающее его эффективное использование на газопроводах, подверженных КРН

# Специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов с КРН

Данные о природно-технических условиях эксплуатации. Выявление факторов КРН

Факторы КРН

Системообразующие

Ранжирующие

Ф1 Ф2 Ф3 Ф4 Конструктивные, пространственные и пр.

Кластеризация трассы:

- по отдельным показателям
- по комплексу показателей, характеризующих вероятную степень повреждения КРН

Данные ВТД, пересмотренные в процессе **корректировочной идентификации** дефектов по комплексу признаков на участках с **наличием природно-технических условий КРН**.



Пример ситуации, требующей переидентификации аномалий

По данным ВТД: тип дефекта - «**Коррозия**»

Признаки КРН:

1. Наличие природно-технических условий КРН на участке.
2. Геометрия дефекта: протяженный, продольный.
3. Расположение: в районе средней/нижней образующей; в зоне подгиба кромок продольного сварного шва.
4. Окружение: наличие аналогичных дефектов с близкой часовой ориентацией на соседних трубах.

Корректировочная идентификация: «**КРН**»

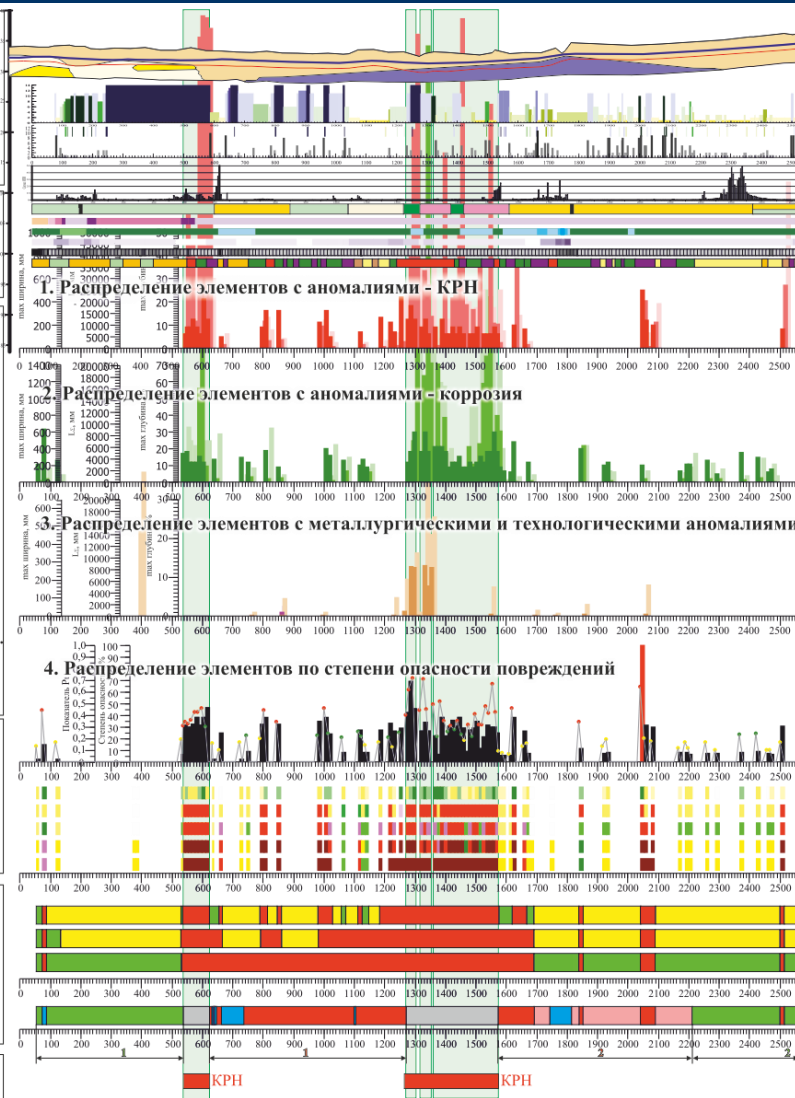
Визуализация расчетных показателей технического состояния, расчетных сроков обследования и ремонта отдельных элементов МГ и участков.

глубина суммарная приведенная длина срок обследования способ ремонта

Результаты планирования ремонта локальных и протяженных участков с учетом предупреждающей замены на потенциально-опасных участках КРН

- - локальный ремонт
- - перезоляция
- - замена
- - предупреждающая замена
- - замена категорийных труб
- - ремонт не требуется

Данные о выполненных обследованиях и ремонтах



# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений о ремонте

## Отдельные показатели

- разработаны и автоматизированы расчётно-аналитические методики

**Исходные данные**  
Прогнозируемое количество элементов с КРН

- дополнены исходные данные для обеспечения расчётно-аналитических методик и реализации мониторинга технического состояния газопроводов, подверженных КРН

Объем замены ( $O_3$ ) с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН

## Организация

- разработана информационная модель организации функционирования системы мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН

Показатели ТС элементов

- определен порядок реализации процесса мониторинга ТС и порядок организационного взаимодействия

Показатели расчета на прочность элементов с дефектами КРН (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, Р Газпром 9.4-030-2014)

## Нормативная документация

Показатели участков, ранжированных по приоритету ККР, ВР, ТД

- разработано документация по мониторингу ТС и централизованному мониторингу газопроводов, подверженных КРН, обеспечивающая эффективное использование на

## Интегральные показатели

Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $P_{ВТД}^П$ )

Оптимизированный комплексный показатель технического состояния ( $P^O_K$ )

Оптимизированный показатель ремонта ( $P^O_P$ )

Критерии принятия решений

# Решения. Алгоритм прогнозирования количества труб с дефектами КРН, подлежащих замене

Диагностика

Диагностируемый участок

Сочетание 4 **системообразующих** факторов КРН  
(отсутствие хотя бы одного из факторов → нет ПТУ КРН)

Участки с наличием ПТУ КРН

Участки с отсутствием ПТУ КРН

Сочетание **ранжирующих** факторов КРН  
(численное значение с учетом весовых коэффициентов)

Прогнозируемая поврежденность  
Уровень 1 (%)

Прогнозируемая поврежденность  
Уровень N (%)

Прогнозируемая поврежденность КРН = 0

Прогнозируемое количество элементов с КРН

# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений

### Отдельные показатели

Прогнозируемое количество элементов с КРН

Объем замены ( $O_3$ ) с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН

Показатели ТС элементов

Показатели расчета на прочность элементов с дефектами КРН (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, Р Газпром 9.4-030-2014)

Показатели участков, ранжированных по приоритету ККР, ВР, ТД

### Интегральные показатели

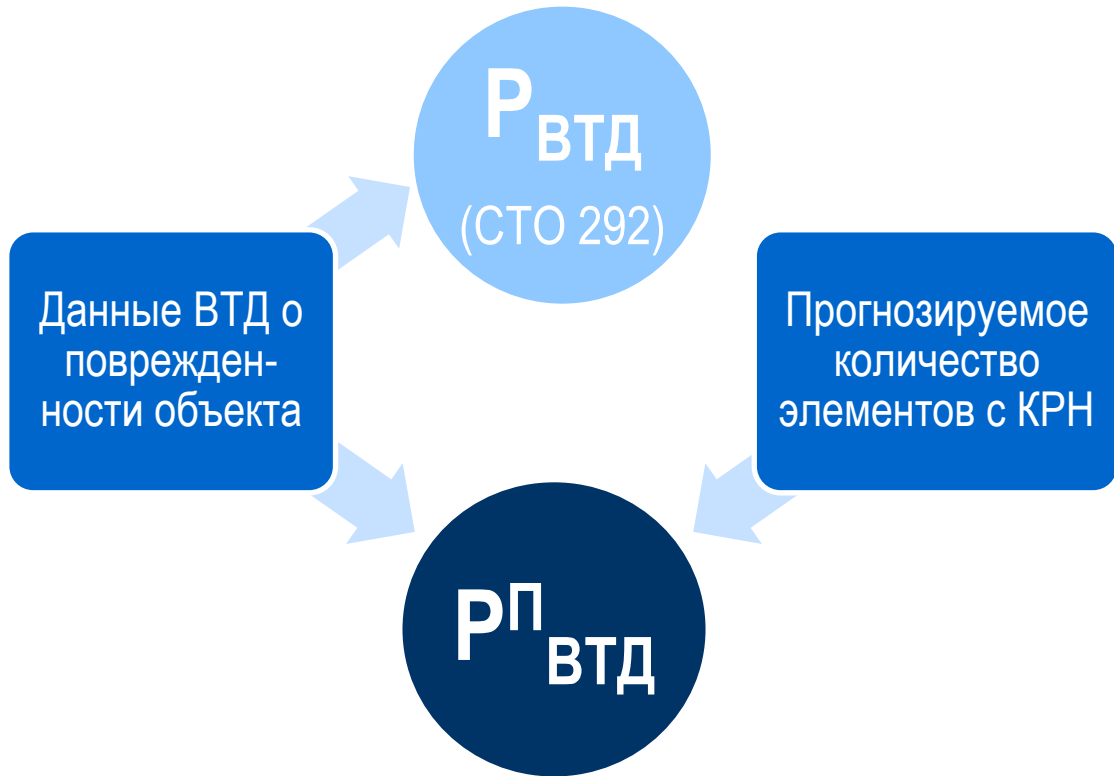
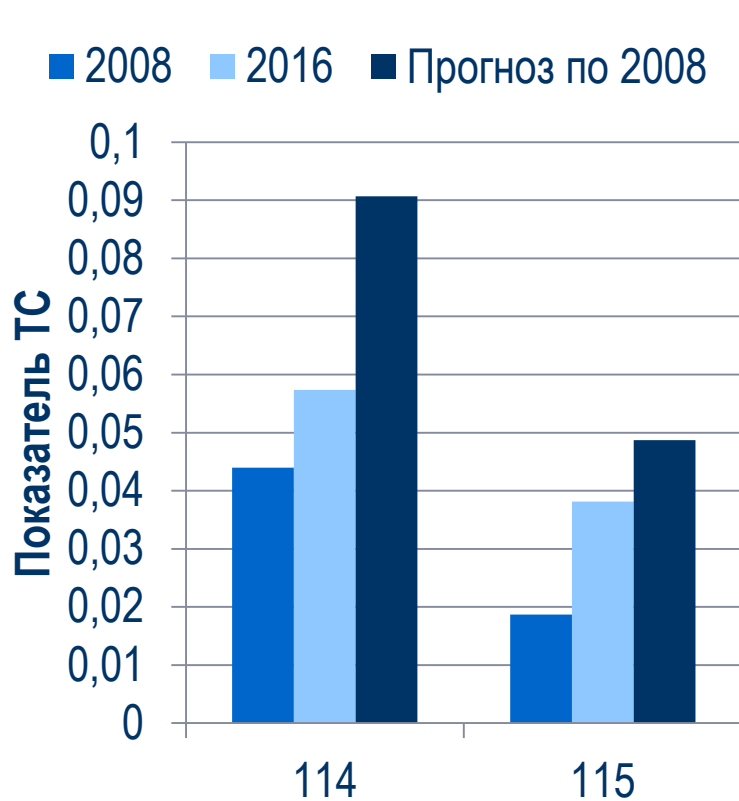
Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $P_{\text{ВТД}}^{\text{П}}$ )

Оптимизированный комплексный показатель технического состояния ( $P^{\text{О}}_{\text{К}}$ )

Оптимизированный показатель ремонта ( $P^{\text{О}}_{\text{Р}}$ )

### Критерии принятия решений

# Решения. Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $R_{\text{ВТД}}^{\text{п}}$ )



Учет прогнозируемой поврежденности КРН



Адекватное увеличение показателя ТС на опасных участках



Контрастная ранжировка объектов



# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений

### Отдельные показатели

Прогнозируемое количество элементов с КРН

Объем замены ( $O_3$ ) с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН

Показатели ТС элементов

Показатели расчета на прочность элементов с дефектами КРН (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, Р Газпром 9.4-030-2014)

Показатели участков, ранжированных по приоритету ККР, ВР, ТД

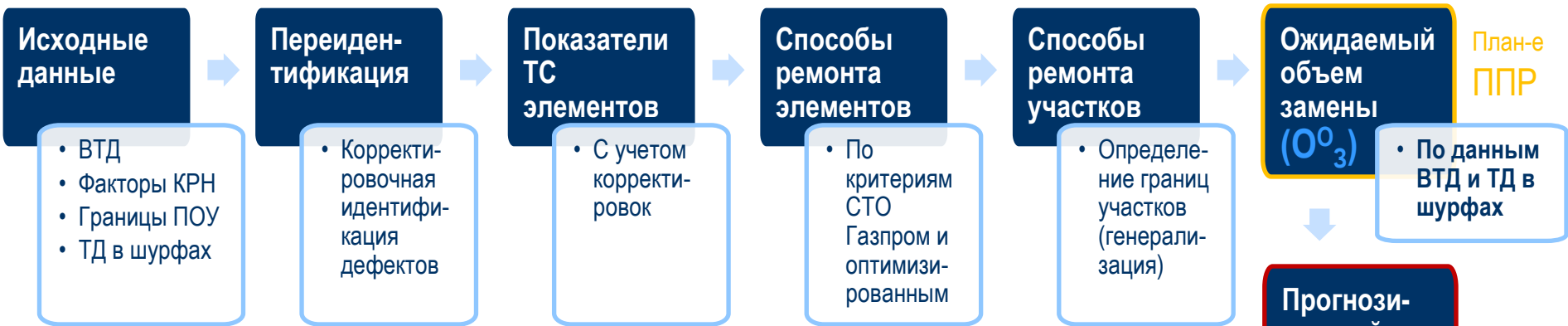
### Интегральные показатели

Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $P_{ВТД}^П$ )

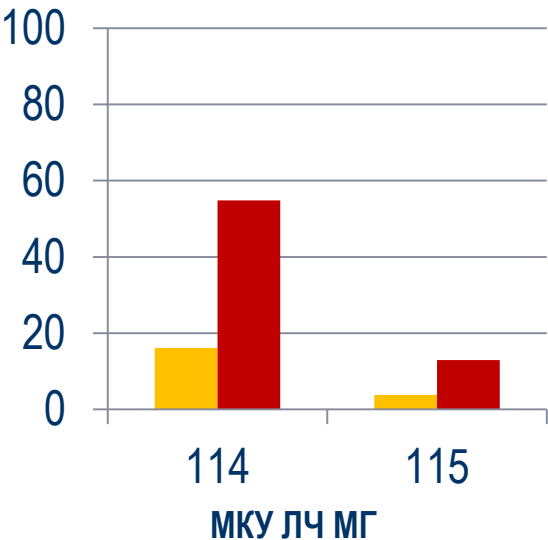
Оптимизированный комплексный показатель технического состояния ( $P^O_K$ )

Оптимизированный показатель ремонта ( $P^O_P$ )

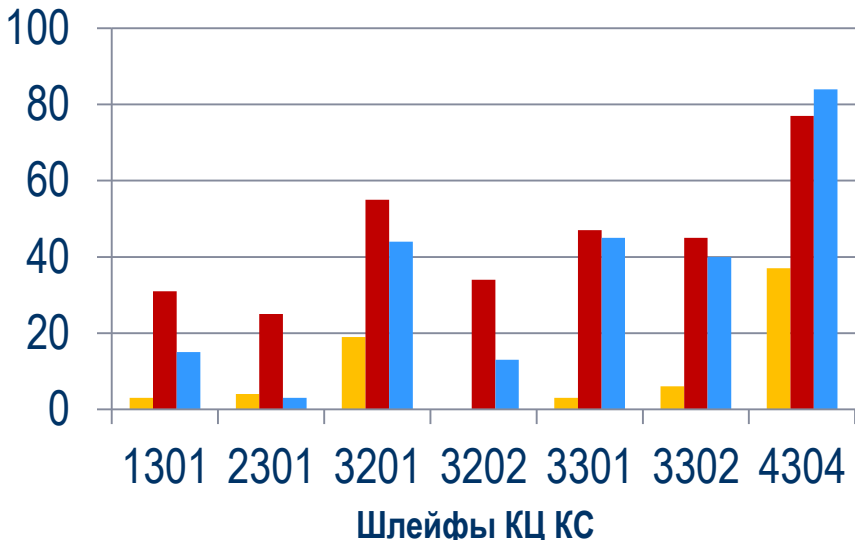
### Критерии принятия решений



■ Ожидаемый ■ Прогнозируемый



■ Ожидаемый ■ Прогнозируемый ■ Фактический



# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений

### Отдельные показатели

Прогнозируемое количество элементов с КРН

Объем замены ( $O_3$ ) с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН

Показатели ТС элементов

Показатели расчета на прочность элементов с дефектами КРН (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, Р Газпром 9.4-030-2014)

Показатели участков, ранжированных по приоритету ККР, ВР, ТД

### Интегральные показатели

Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $P_{\text{ВТД}}^{\text{П}}$ )

Оптимизированный комплексный показатель технического состояния ( $P^{\text{О}}_{\text{К}}$ )

Оптимизированный показатель ремонта ( $P^{\text{О}}_{\text{Р}}$ )

### Критерии принятия решений

$$P^0_p = 1 - (1 - P_{pД}) \cdot (1 - P_{pН}) \cdot (1 - v_{ш} \cdot P_{pШ}) \cdot (1 - v_{из} \cdot P_{pИЗ}) \cdot (1 - v_{ЭХЗ} \cdot P_{pЭХЗ})$$

$$P_{pД} = \frac{\sum m P_{pДm}}{N_{Э}} \cdot K_T; P_{pН} = \frac{\sum m P_{pНm}}{N_{Э}}; P_{pШ} = \frac{\sum m P_{pШm}}{N_{Э}}; P_{pИЗ} = \frac{\sum m P_{pИЗm}}{N_{Э}}; P_{pЭХЗ} = \frac{\sum m P_{pЭХЗm}}{N_{Э}}$$

Показатель	Способ ремонта	Градации		
$P_{pДm}$	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		
$P_{pИЗm}$	9. Переизоляция всего элемента	0,7	$K_T = 1,2$ (язвенная коррозия)	
	10. Ремонт локальных дефектов покрытий	0,2		
$P_{pШm}$	11. Вырезка КСС	1,0		
	12. Ремонт КСС	0,5		
$P_{pНm}$	13. Корректировка оси при ППР с заменой элементов	1,0		
	14. Плановая корректировка оси	0,8		
$P_{pЭХЗm}$	15. Устранение несоответствий СТО Газпром 9.2-002-2009:	пониженного потенциала	1,0	$K_T = 1,0$ (коррозия пятнами)
		повышенного потенциала	0,5	

# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений

### Отдельные показатели

Прогнозируемое количество элементов с КРН

Объем замены ( $O_3$ ) с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН

Показатели ТС элементов

Показатели расчета на прочность элементов с дефектами КРН (СТО Газпром 2-2.3-173-2007, Р Газпром 9.4-030-2014)

Показатели участков, ранжированных по приоритету ККР, ВР, ТД

### Интегральные показатели

Прогнозный показатель технического состояния по данным ВТД ( $P_{\text{ВТД}}^{\text{П}}$ )

Оптимизированный комплексный показатель технического состояния ( $P^{\text{О}}_{\text{К}}$ )

Оптимизированный показатель ремонта ( $P^{\text{О}}_{\text{Р}}$ )

Критерии принятия решений

# Решения. Критерии принятия решений о способах ремонта труб и СДТ

1 $\tau_0$	$\leq 3.5$	3.5÷ 5.5	5.5÷ 7.5	$> 7.5$
$\geq 3$	1	3	5	7
1.5÷ 3	2	4	6	8
$< 1.5$	2	4	6	9

2 $P_t$	$> 0.5$	0.4÷ 0.5	0.3÷ 0.4	0.2÷ 0.3	$\leq 0.2$
$\geq 3$	1	3	5	7	7
1.5÷ 3	2	4	6	8	8
$< 1.5$	2	4	6	8	9

3  
Критерии,  
предписываемые НТД  
ПАО «Газпром»

Выбор способа ремонта элемента газопровода осуществляется по наиболее «жесткому» варианту среди 1, 2 и 3

$L_{\Sigma}$

• Суммарная приведенная длина аномалий, м

$\tau_0$

• Минимальный срок обследования в шурфах, лет

$P_t$

• Показатель технического состояния элемента газопровода

1

• Оперативная замена в комплексе «ВТД- ППР»

4

• Замена или ремонт сваркой, муфтой в Комплексах ППР в течение 5 лет

7

• Переизоляция с допустимой заменой

2

• Оперативная замена или ремонт сваркой, муфтой в комплексе «ВТД- ППР»

5

• Замена при комплексном ремонте, в т.ч. при переизоляции

8

• Переизоляция с ремонтом дефектов стенки

3

• Замена в Комплексах ППР в течение 5 лет

6

• Замена или ремонт сваркой (м.) при комплексном ремонте, в т.ч. при переизоляции

9

• Ремонт локальных дефектов стенки и покрытий

## ЛЧ МГ

$O_3^o \geq 40\%$	<b>3</b>
-------------------	----------

$R_{ВТД}^{П}$ $O_3^П$	$\leq 0.06$	$0.06 \div 0.3$	$> 0.3$
$\geq 20\%$	<b>ВР</b>	<b>П1</b>	<b>3</b>
$< 20\%$	<b>ВР</b>	<b>П2</b>	<b>3</b>

**ВР**

• Выборочный ремонт

**П1**

• Комплексный капитальный ремонт по технологии сплошной переизоляции, приоритет 1

**П2**

• Комплексный капитальный ремонт по технологии сплошной переизоляции, приоритет 2

**3**

• Комплексный капитальный ремонт с полной заменой МКУ (ТТ КС)

Специализированные методики расчета на основе:

СТО Газпром 2-2.3-292-2009

ЛЧ: Р Газпром 2-2.3-595-2011  
СТО Газпром 2-2.3-292-2009  
КС: «Временная Инструкция...»  
СТО Газпром 3-3.4-407-2009

СТО Газпром 2-2.3-523-2010

$R_{ВТД}^{П}$

• Прогнозный показатель ТС по данным ВТД

$O_3$

• Объем замены:  
•  $O_3^П$  – прогнозируемый,  
•  $O_3^o$  – ожидаемый

$R_{P}^{O}$

• Оптимизированный интегральный показатель ремонта

## ТТ КС

$R_{P}^{O}$	$0.15 \div 0.4$	$> 0.4$
$\leq 0.15$	<b>П</b>	<b>3</b>
<b>ВР</b>	<b>П</b>	<b>3</b>

$O_3^o(d)$ $O_3^o(v)$	$\geq U_{КР}$	$< U_{КР}$
$\geq U_{КР}$	<b>3</b>	<b>П</b>
$< U_{КР}$	<b>3</b>	<b>ВР</b>

# Как сделано? (Решенные задачи)

## Алгоритм оценки ТС

- разработан специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН

## Показатели ТС

- оптимизирован состав показателей технического состояния и критериев принятия решений

## Автоматизация

- разработаны и автоматизированы расчётно-аналитические методики

## Исходные данные

- дополнены исходные данные для обеспечения расчётно-аналитических методик и реализации мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН

## Организация

- разработана информационная модель организации функционирования системы мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН
- определен порядок реализации процесса мониторинга ТС и порядок организационного взаимодействия участников процесса мониторинга

## Нормативная документация

- разработано дополнение к Регламенту мониторинга ТС и целостности ЛЧ МГ и ТТ КС Общества, обеспечивающее его эффективное использование на газопроводах, подверженных КРН



# Решения. Базовый сценарий реализации организационно-технических мероприятий.

## 1. Выделение и ранжирование объектов, подверженных КРН, по данным ВТД

Расчет ПТС по данным ВТД. Ранжирование поврежденных элементов

Идентификация КРН по результатам ТД в шурфах

## 2. Выделение участков с наличием природно-технических условий (ПТУ) КРН

Создание моделей-эталонов ситуаций КРН

Рекогносцировочная диагностика ПТУ эксплуатации на соответствие моделям-эталонам

Аналитический контроль состояния природной среды полевыми и стационарными методами

Геоинформационный анализ

Кластеризация газопроводов по данным ВТД

## 3. Выделение границ и ранжирование участков, поврежденных КРН

Корректировочная идентификация КРН по данным ВТД на участках с ПТУ КРН

Геоинформационный анализ

Комплексные коррозионно-механические исследования и испытания

Диагностика при остановке ГП на комплекс ППиР:  
- ТД в шурфах;  
- ИГП и оценка НДС;  
- АЭ диагностика

Детальная инструментальная диагностика наземными методами участков с наличием ПТУ КРН



Расчет ожидаемого объема замены ( $O^0_3$ ) по данным ВТД и ТД в шурфах с учетом корректировочной идентификации КРН

**Прогноз кол-ва элементов с дефектами КРН и их остаточного ресурса**

## 4. Оценка и мониторинг ТС, разработка рекомендаций по безопасной эксплуатации с учетом прогнозируемого количества элементов с КРН и их остаточного ресурса

Расчет прогнозных показателей ТС ( $P^0_{ВТД}$ ,  $O^0_3$ ,  $P^0_K$ ,  $P^0_P$  с учетом прогноза КРН)

Ранжирование участков ГП по приоритетности ДТОиР

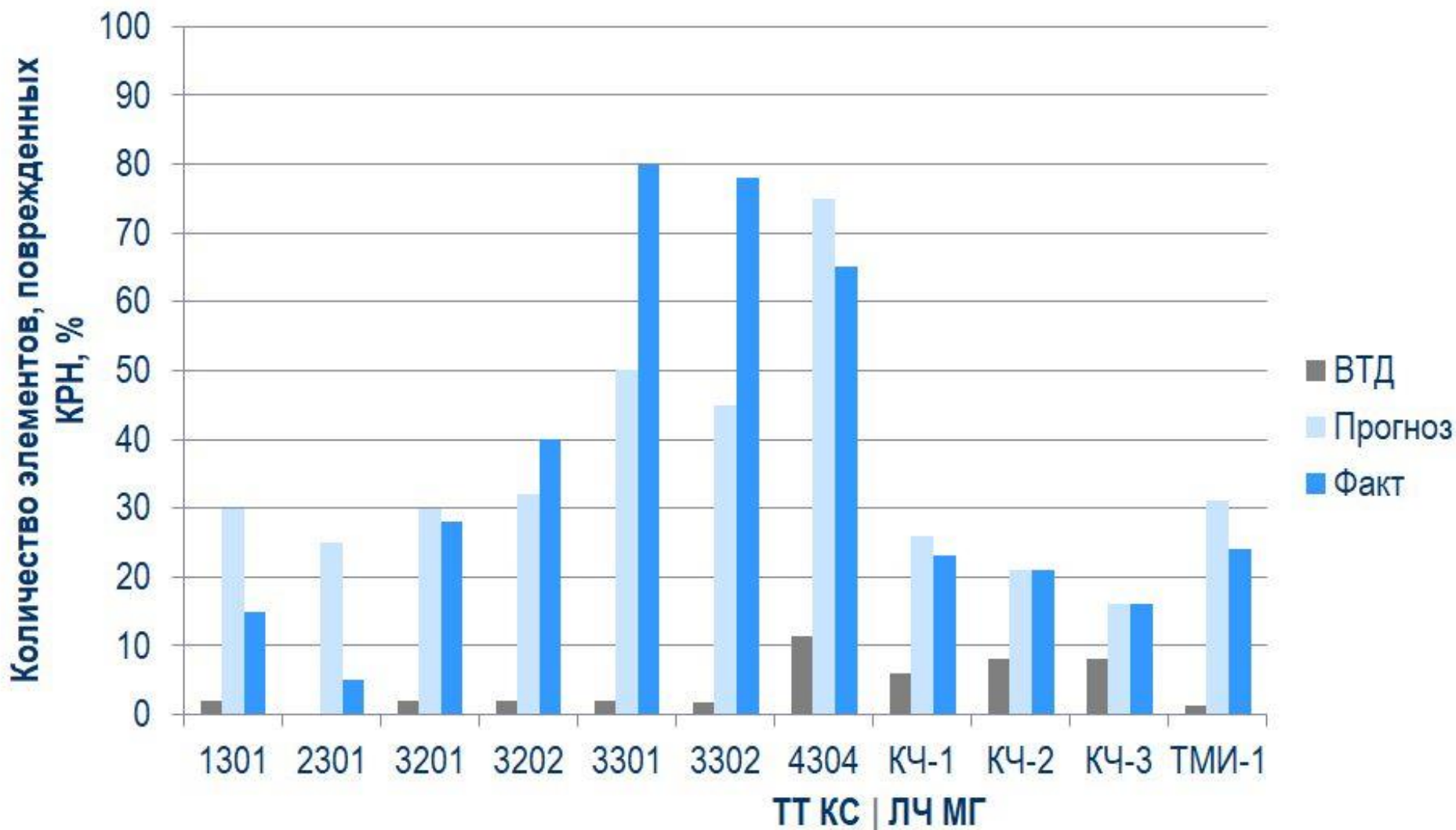
Выбор и планирование управляющих воздействий и сценариев дальнейшей эксплуатации

Контроль реализации управляющих воздействий и сценариев эксплуатации

На всех этапах мониторинга ТС:  
Формирование структурированного массива данных.  
Электронная паспортизация.

Диагностическое сопровождение ККР: предремонтная диагностика, диагностирование в ходе ККР → Экспертиза промышленной безопасности

# Что получено? (Результаты)



## Для дальнейшего повышения эффективности:

Показатели  $P^0_K$ ,  $P_{TC}$



Оптимизировать

Апробировать

Массив данных, Реестр



Дополнить

Актуализировать

Электронный Паспорт



Актуализировать

Оптимизировать структуру

Спецметодика



Доработать

# Спасибо за внимание!

## Подольская Вера Владимировна

Служба управления техническим состоянием и целостностью  
Газотранспортной системы

Инженерно-технический центр

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

**Тел.: (343) 226-52-44**

**E-mail: *V.Podolskaya@ekaterinburg-tr.gazprom.ru***

$$P = \sum_{i=1}^8 w_i P_i$$

## Показатель приоритетности вывода участка в ремонт

Приоритет по длине участков под воздействием блуждающих токов

Приоритет по длине участков с поврежденной изоляцией

Приоритет по длине участков с пониженным (повышенным) потенциалом

Приоритет по длине участков ВКО и ПКО

Приоритет по количеству стресс-коррозионных дефектов, недопустимых и опасных дефектов потери металла

Приоритет по дефектности труб

Приоритет по количеству труб с дефектными продольными (спиральными) швами

Приоритет по количеству труб с дефектными сварными стыковыми соединениями

«Причина»

«Следствие»

**Значение показателя приоритетности**

**Рекомендуемый метод ремонта**

$p > 0,5 \div 0,7$

Ремонт с полной заменой труб (замена участка)

$0,2 \div 0,3 < p < 0,5 \div 0,7$

Переизоляция с частичной заменой труб

$p < 0,2 \div 0,3$

Выборочный ремонт

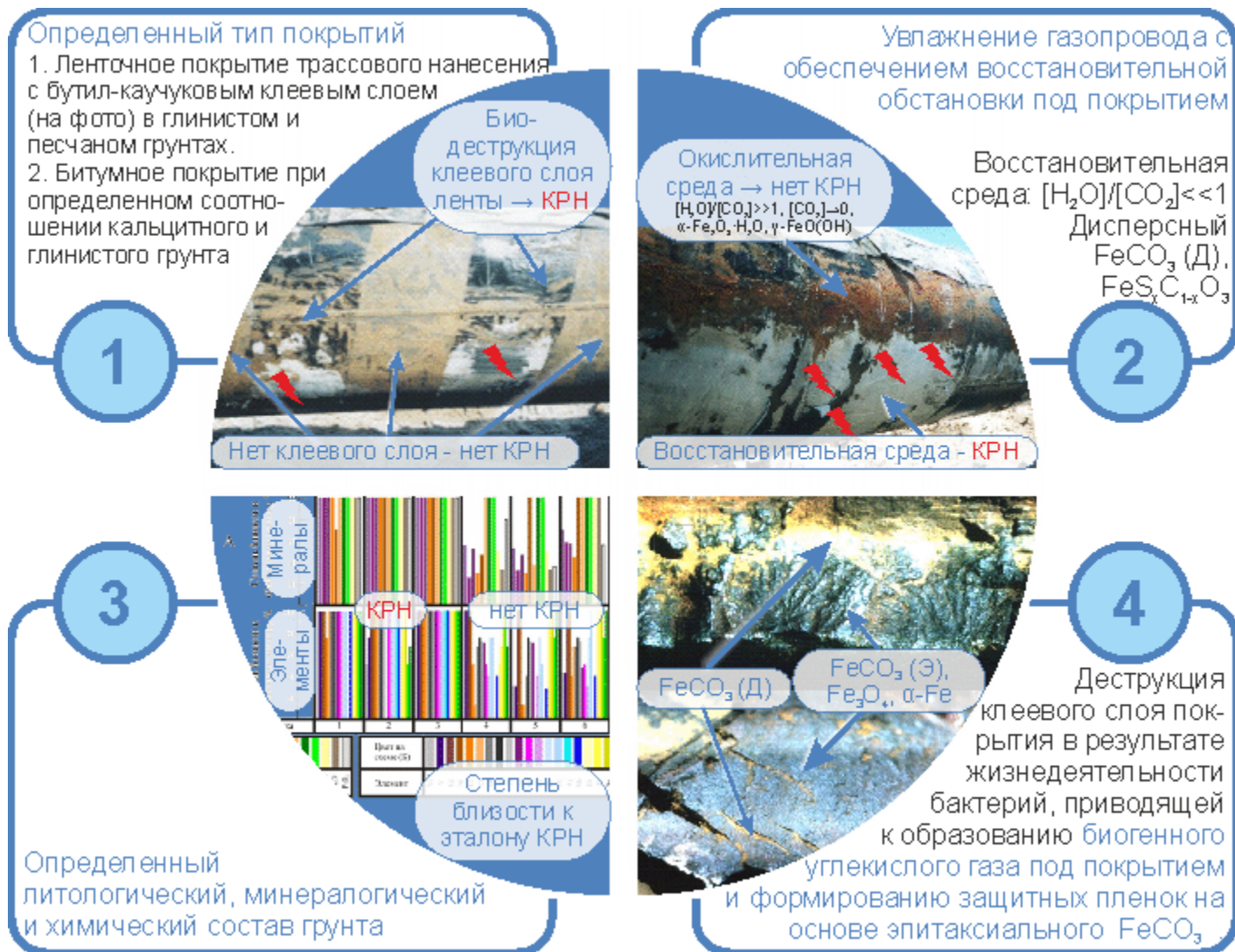
# Дополнительная информация. Пример суммирования «причин» и «следствий» в комплексных показателях

$$K_{КС}^T = (Y_{\Phi}^T + Y_y^T + Y_{3П}^T + Y_{тс}^T + Y_{тс}^{cc} + Y_{сог}^T + Y_{КРН}^T) / k_{II},$$

Р Газпром 2-2.3-609-2011



# Дополнительная информация. Системообразующие факторы КРН.



# Дополнительная информация

## Расчет $P_{ВД}$ , $P_t$ (для МГ) и $P_{КТД}$ (для отводов)

$$P_{ВД} = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш}) \cdot (1 - d_{\sigma}) \cdot (1 - d_f^2)$$

$$p = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш}) \cdot (1 - p_{\sigma}) \cdot (1 - v_p \cdot p_p)$$

СТО Газпром 2-2.3-292-2009

(Р Газпром 2-2.3-756)

Показатель технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД  
(Комплексный показатель технического состояния газопровода-отвода по результатам КТД)



$$P_t = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш})$$

Показатель технического состояния элемента МГ по результатам ВТД

$P_{ВД} (p)$	Оценка технического состояния линейного участка МГ
$P_{ВД} \leq 0,03$	ВТД (КТД) линейного участка МГ проводят через пять лет. <b>Выборочный ремонт</b> с преимущественным применением технологий ремонта, не требующих остановки транспорта газа
$0,03 < P_{ВД} \leq 0,06$	ВТД (КТД) линейного участка МГ проводят менее чем через пять лет (интервал времени определяют по СТО Газпром 2-2.3-095). <b>Текущий ремонт</b>
$0,06 < P_{ВД} \leq 0,3$	Диагностика с применением наружных сканеров дефектоскопов и <b>переизоляция</b> участка с частичной заменой труб
$P_{ВД} > 0,3$	Вывод линейного участка МГ в <b>капитальный ремонт</b> с полной заменой труб



Модель  
представления  
данных  
(электронной  
паспортизации)

1. Конструктивное исполнение	
2. Аварии и инциденты по причине КРН	Год км
3. Техническое состояние МКУ, подверженного КРН	
3.1 Результаты обработки и анализа всех имеющихся данных ВТД	
3.2 Результаты комплексной предремонтной диагностики и идентификации КРН	
3.3 Результаты технической диагностики КРН наружными методами НК	
3.4 Участки, наиболее поврежденные КРН	
4 Результаты расчета интегральных показателей ТС и ремонта с учетом прогнозируемого количества элементов, поврежденных КРН	
4.1 Максимальный комплексный показатель технического состояния Рк (согласно СТО Газпром 2-2.3-292-2009)	
4.2 Максимальный интегральный показатель ремонта Рр	
4.3 Суммарная протяженность элементов, подлежащих замене, %	
4.4 Суммарная протяженность элементов, подлежащих переизоляции, %	
5 Рекомендующие управляющие воздействия	
5.1 Вид ремонта (ККР, ВР)	
5.2 Технология ремонта	
5.3 Расчетный срок ремонта после ВТД, годы	
5.4 Расчетный год ремонта	
5.5 Объем комплексного капитального ремонта	
5.6 Объем выборочного ремонта в комплексах ПП и РР до проведения ККР	
6 Сценарий дальнейшей эксплуатации	
6.1 Рекомендации по диагностике	
6.2 Рекомендации по комплексному капитальному ремонту	
6.3 Рекомендации по выборочному ремонту в комплексах ППиРР	
7 Запланированные (согласованные с ПОЭМГ) управляющие воздействия	
7.1 Диагностика	
7.2 Рекомендации по комплексному капитальному ремонту	
7.3 Рекомендации по выборочному ремонту в комплексах ППиРР	
8 Реализованные управляющие воздействия	
8.1 Диагностика	
8.2 Ремонт	

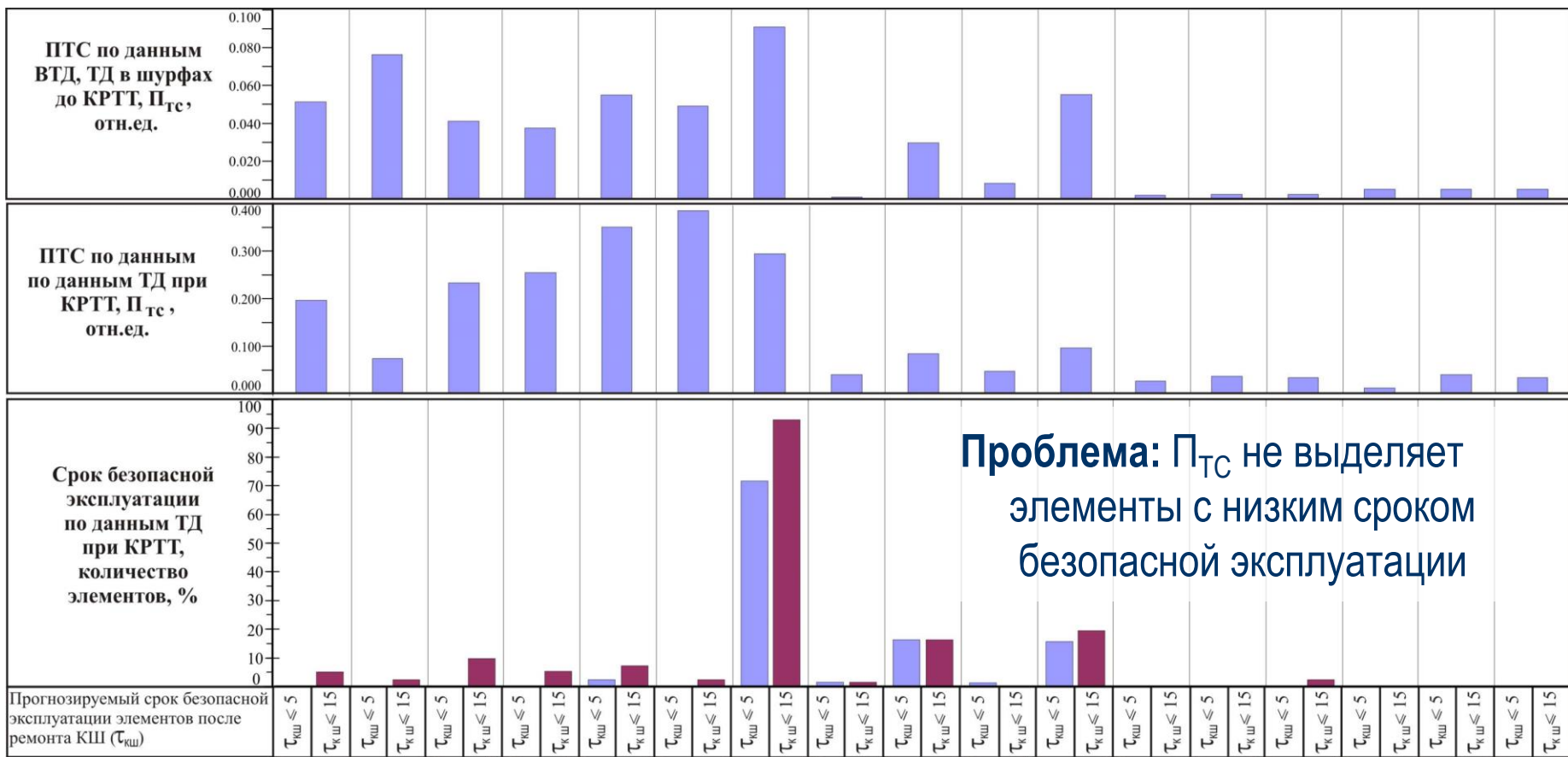
## Цели:

- оценка эффективности предлагаемых показателей для обоснования планирования диагностики и ремонта;
- разработка предложений по оптимизации «Временной инструкции»

№	Этап	Задачи
1	Апробация 1 редакции «Временной инструкции»	1.1 Сбор исходных данных. Автоматизация и расчёт ПТС для КС, где выполнен КРТТ 1.2 Оценка степени соответствия ранжирования ТТ по «ВИ» фактическому ранжированию по данным ТД при КРТТ 1.3 Оценка степени соответствия планируемых показателей ремонта фактическим 1.4 Разработка предложений по устранению несоответствий 1.5 Оценка реализуемости расчётных процедур
2	Апробация 2 утверждённой редакции «ВИ»	2.1 Расчёт ПТС и объёма замены для всех КС с учётом данных ТД при КРТТ 2.2 Определение вида, технологии, сроков и объёмов ремонта 2.3 Обоснование сценариев дальнейшей эксплуатации 2.4 Формирование проектов Программ диагностики и ремонта 2.5 Определение путей оптимизации критериев «ВИ»

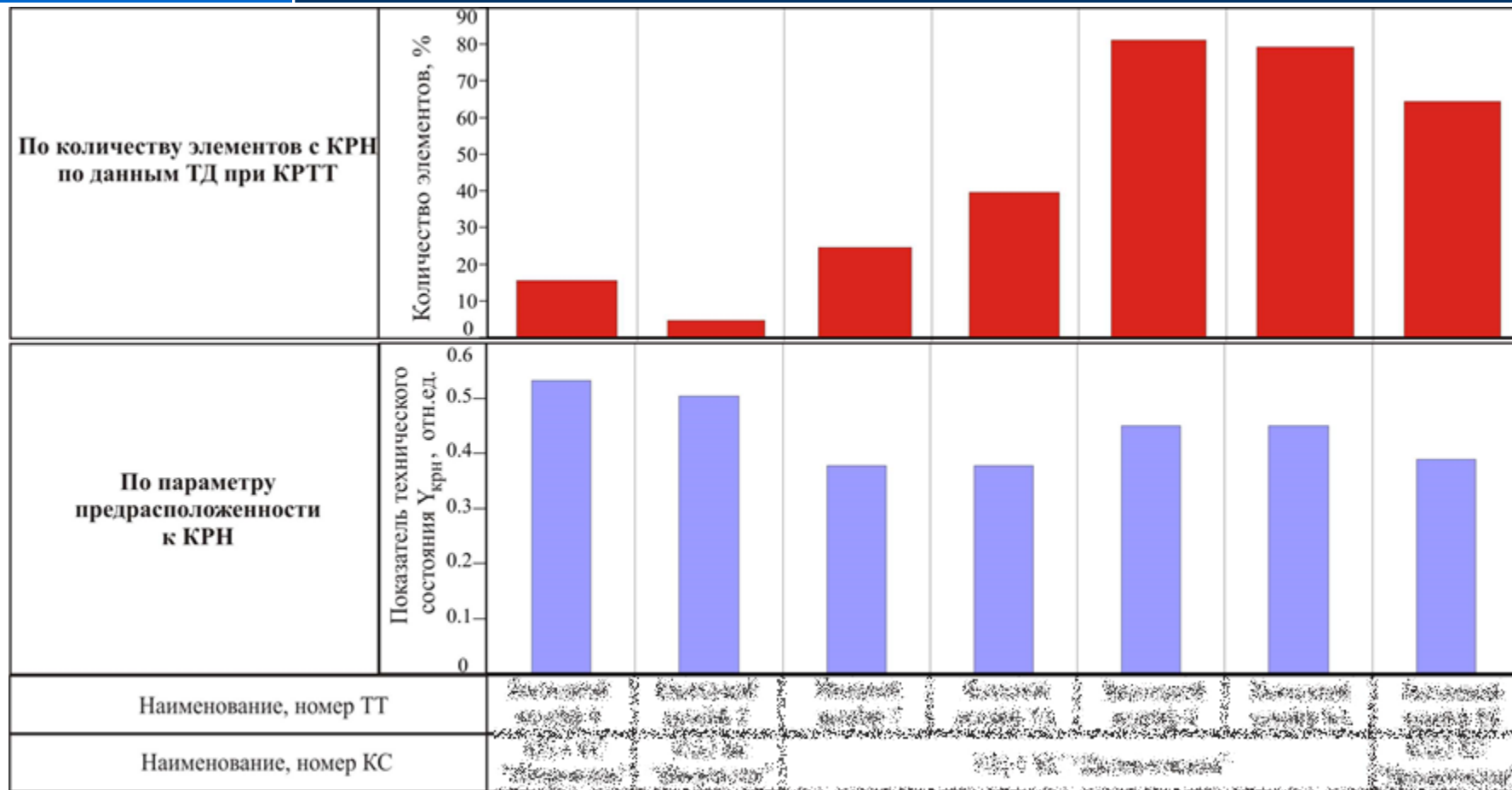
## Основные предложения по оптимизации критериев «Временной инструкции»

1. Ввести в «Временную инструкцию» и использовать для определения очерёдности и сроков ремонта совместно с [  $P_{TC}$  ] показатели степени опасности дефектов, контрастно связанные с толщиной стенки:
  - расчётный срок безопасной эксплуатации;
  - расчётный срок ремонта.
2. Определить показатель и критерий для выбора решения – «КРТТ – переизоляция ТТ КС». Использовать для этого показатель  $V_d$  с учётом п.п.8.4 СТО Газпром 3-3.4-407-2009.
3. Разработать методику прогноза [  $P_{TC}$  ] с учётом изменения параметра  $Y_T$ . До этого – раздел 5.21 исключить из «ВИ».
4. Усовершенствовать показатель  $Y_{крн}$ .
5. Усовершенствовать показатель  $Y_T$  с учётом функциональных возможностей ВТД.
6. Разработать методику актуализации ТС и корректировки планирования ремонта с учётом фактических показателей ТС, определённых при КРТТ.



**Решение:** Оптимизировать  $P_{TC}$  или ввести во «Временную инструкцию» и использовать для определения очередности и сроков ремонта совместно с  $P_{TC}$  показатели степени опасности дефектов, контрастно связанные с толщиной стенки:

- расчётный срок безопасной эксплуатации;
- расчётный срок ремонта.



**Проблема:** Параметр предрасположенности к КРН, предлагаемый во «Временной инструкции», не позволяет выполнить ранжирование отдельных трубопроводов по степени повреждённости КРН

**Решение:** Усовершенствовать параметр  $Y_{кр}$  показателя  $\Pi_{TC}$

Сравнение данных внутритрубного технического диагностирования (ВТД) с применением магнитных снарядов-дефектоскопов и фактической отбраковки труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной более  $0,2t$  при КР газопроводов в ряде случаев показывает значительные отклонения от требований ГОСТ Р 55999-2014 [10]. В качестве примера в табл. 1 представлены данные ВТД и неразрушающего контроля (НК) труб при КР, из которых следует, что большая часть глубоких стресс-коррозионных трещин ( $0,2t$  и более) не были выявлены или правильно идентифицированы по результатам ВТД.

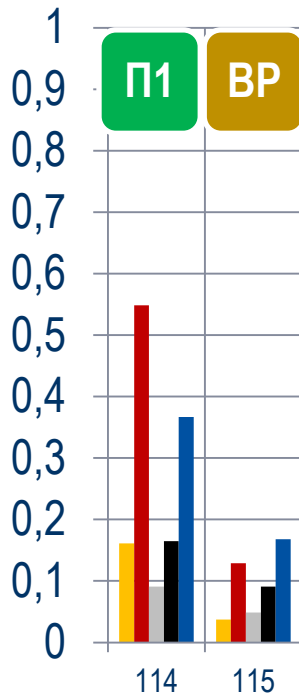
УДК 621.644.07:[620.194.22+004.942]

С.В. Нефёдов, И.В. Ряховских, Р.И. Богданов, О.В. Маевский, С.А. Марцевой, А.А. Селиванов, А.М. Мирзоев

## Планирование диагностических и ремонтных работ на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

Результаты сопоставительного анализа результатов диагностирования участков ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Краткая информация об участке ЛЧ МГ	Данные НК при КР, всего труб со стресс-коррозионными повреждениями глубиной 3 мм и более	Данные ВТД из выборки НК при КР, труб		
		зона продольных трещин	повреждение не обнаружено	неправильная идентификация повреждения
МГ 1, участок протяженностью 23 км, ВТД 2012 г., КР в 2015 г.	42	2	40	0
МГ 2, участок протяженностью 36 км, ВТД в 2009 г., КР в 2014 г.	95	18	25	52
МГ 3, участок протяженностью 25 км, ВТД в 2011 г., КР в 2014 г.	106	6	100	0
МГ 4, участок протяженностью 18 км, ВТД в 2011 г., КР в 2015 г.	52	19	31	2
МГ 5, участок протяженностью 53 км, ВТД в 2013 г., КР в 2015 г.	25	2	22	1



МКУ ЛЧ МГ



Шлейфы (УП) и ТПО КЦ КС

- Op<sub>3</sub>** (Red circle): Прогнозируемый объем замены
- Oo<sub>3</sub>** (Yellow circle): Ожидаемый объем замены
- Рп<sub>ВТД</sub>** (Grey circle): Прогнозный показатель ТС по данным ВТД
- Ро<sub>к</sub>** (Black circle): Оптимизированный комплексный показатель ТС
- Ро<sub>р</sub>** (Blue circle): Оптимизированный интегральный показатель ремонта
- П<sub>ТС</sub>** (Light Blue circle): Показатель ТС ТТ КС

## МКУ ЛЧ МГ, подверженные КРН, внесены в единый Реестр:

Идентификатор															
Наименование газопровода															
Кило-метры	км начала														
	км конца														
Протяженность участка, м		25000	21000	22000	17000	28000	23000	16000	29000	31000	31000	28000	22000	29000	16000
Диаметр, мм		1020	1020	1020	1020	1020	1020	1420	1420	1420	1420	1420	1420	1420	1420
Толщина стенки, мм		9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Конструкция		СШ	СШ	СШ	СШ	СШ	СШ	2Ш	2Ш	2Ш	2Ш	2Ш	2Ш	2Ш	2Ш
Завод изготовитель		ВТЗ	ВТЗ	ВТЗ	ВТЗ	ВТЗ	ВТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ
Подверженность межкранового участка КРН, подтвержденная методом НК в шурфах		Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН	Подвержен КРН
Наличие природно-технических условий КРН		Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются	Имеются



# Результаты. Рекомендации по сценариям дальнейшей эксплуатации МКУ, подверженных КРН

Газопровод	№ МКУ	Километраж, км		Диаметр, мм	Конструкция труб	Сценарий дальнейшей эксплуатации	Срок выполнения (год)
		начало	конец				
1	2	3	4	5	6	7	8
*****	**	****	****	1020	СШ, ПШ	<b>1. Проведение капитального ремонта по технологии, предусматривающей замену партий спиральношовных труб низкого качества на участках, подверженных КРН.</b>	<b>2021</b>
						<b>2. До капитального ремонта:</b>	
						– внутритрубная диагностика;	2017, 2019
						– предварительная оценка ТС по данным ВТД и ТД в шурфах, проведение комплекса работ по идентификации КРН, выделение раскладки партий СШ-труб низкого качества, подверженных КРН;	2017, 2018
						– детальное планирование и проведение ВР в комплексе ППиРР, предусматривающем ТД в протяженных шурфах, замену труб, локальных и протяженных участков, поврежденных КРН;	2017, 2018, 2019
						– рекогносцировочная диагностика (РД) природно-технических условий эксплуатации на участках газопроводов с раскладкой партий спиральношовных труб низкого качества в комплексе ППиРР	2018
						– расчет показателей ТС, оценка, прогноз, ранжирование ТС по результатам ВТД, ТД в шурфах, рекогносцировочной диагностики, проведение ВР в комплексе ППиРР, предусматривающем ТД в протяженных шурфах, замену труб, локальных и протяженных участков;	2018, 2019
						–предремонтная комплексная диагностика для выделения границ участков, поврежденных КРН, включая диагностику КРН наземными методами и диагностику труб, покрытий, природной среды в локальных и протяженных шурфах, прогнозирование количества труб с дефектами КРН в границах выделенных участков, проведение расчета показателей СУТСЦ и выбор управляющих воздействий с учетом данного количества труб (вида, объема и технологии ремонта);	2019
					–выбор оптимального сценария ремонта и дальнейшей эксплуатации, детальное планирования КР, разработка требований к проектной документации, задания на проектирование КР, проектирование КР	2020	

# Результаты. Данные о локальных и протяженных участках, наиболее поврежденных КРН

Ведомость труб, подлежащих первоочередной технической диагностике и замене в комплексах планово-профилактических и ремонтных работ 2017-2018гг. на газопроводе "Комсомольское-Челябинск I", от км 1319 до км 1351

Детализация:

Данные об участках трассы, наиболее поврежденных КРН			Данные о наиболее поврежденных трубах							Рекомендации по ТД <sup>2)</sup> и ремонту	
№	Километраж, км, от - до	Расстояние от камеры запуска, <sup>1)</sup> м, от-до	№	Расстояние от камеры запуска, м, по данным ОАО "Автогаз", 2008г.	Расстояние от камеры запуска, м, по данным НПО "Спецнефтегаз", 2016г.	Расстояние от маркера, ± м, по данным ОАО "Автогаз", 2008г.	Расстояние от маркера, ± м, по данным НПО "Спецнефтегаз", 2016г.	Длина, м	Номера труб по данным ВТД		
									ОАО "Автогаз" (2008г.)		НПО "Спецнефтегаз" (2016г.)

Отдельная труба

Ведомость локальных участков, подлежащих технической диагностике и замене в комплексах планово-профилактических и ремонтных работ 2016-2017гг. на газопроводе "Комсомольское-Челябинск I", от км 1319 до км 1351

Данные об участках трассы, наиболее поврежденных КРН			Данные о наиболее поврежденных локальных участках										Рекомендации по ТД <sup>2)</sup> и ремонту
№	Километраж, км, от - до	Расстояние от камеры запуска, <sup>1)</sup> м, от-до	№	Расстояние от КЗ, м, по данным ОАО "Автогаз", 2008г.		Расстояние от маркера, ± м, по данным ОАО "Автогаз", 2008г.	Расстояние от КЗ, м, по данным НПО "Спецнефтегаз", 2016г.		Расстояние от маркера, ± м, по данным НПО "Спецнефтегаз", 2016г.	Длина, м	Номера труб по данным ВТД		
				до начала участка	до конца участка		до начала участка	до конца участка			ОАО "Автогаз" (2008г.)	НПО "Спецнефтегаз" (2016г.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Локальный участок (менее 500 м)

Ведомость протяженных участков, наиболее поврежденных КРН на газопроводе

"Комсомольское-Челябинск I", от км 1319 до км 1351, подлежащих замене в указанном порядке<sup>1)</sup>

Номер участка трассы	Километраж, км, от-до	Расстояние от камеры запуска, м <sup>2)</sup>		Длина участка трассы, м	Технология ремонта	Расчётный срок ремонта после ВТД		Год ремонта
		до начала участка	до конца участка			миним.	средн.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Протяженный участок (более 500 м)

# Результаты. Паспортизация МКУ ЛЧ МГ и ТТ КС ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»



## Паспорт

«Общая информация»

участка линейной части магистрального газопровода

Данные о поврежденности межкранового участка КРН

Наличие природно-технических условий КРН	Имеются
Подверженность межкранового участка КРН, подтвержденная методами НК в шурфах	Подвержен КРН
Запланированный год проведения комплексной диагностики	-
Наличие трещиноподобных дефектов, выявленных ВТД	Да
Наличие необследованных трещиноподобных дефектов, выявленных ВТД	Да (По данным ОАО "Автогаз", 2008 г.)
Наличие неустраненных трещиноподобных дефектов, выявленных ВТД	Да (По данным ОАО "Автогаз", 2008 г.)
Наличие неустраненных дефектов КРН по результатам комплексной диагностики	Да
Рекомендуемые мероприятия	<a href="#">Показать</a>
Выполненные мероприятия	<a href="#">Показать</a>

Скрыть Детальный паспорт участка, подверженного КРН

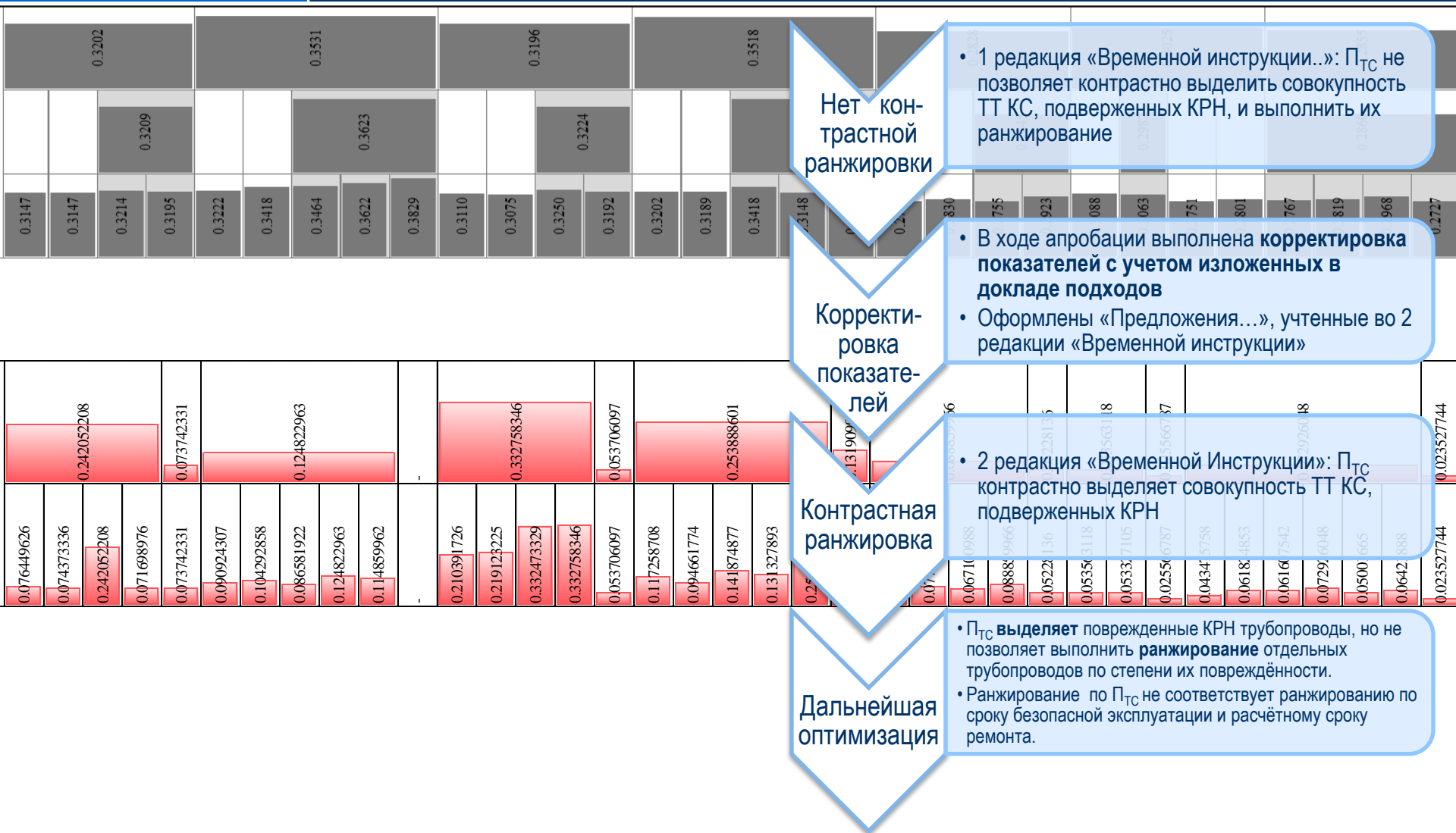
## Техническое состояние МКУ, подверженного КРН

1. Конструктивное исполнение	
1.1 Условный диаметр, мм	1400

## Техническое состояние МКУ, подверженного КРН

1. Конструктивное исполнение				
1.1 Условный диаметр, мм			1400	
1.2 Конструкция труб			2Ш   1Ш	
1.3 Марка стали			17Г2АФ   Х67	
1.4 Суммарная протяженность труб, не подлежащих повторному использованию, %			89	
2. Аварии и инциденты по причине КРН		Год	1996	
		км	1324	
3. Техническое состояние МКУ, подверженного КРН				
3.1 Результаты обработки и анализа всех имеющихся данных ВТД				
3.1.1 Количество кольцевых сварных швов, подлежащих ремонту				
		шт	57	
всего		%	1.95	
3.1.2 Количество труб и СДТ, подлежащих ремонту				
	Число	шт	1046	
всего	Суммарная	м	11586.26	
	протяженность	%	37.38	
с трещиноподобными аномалиями	Число	шт	542	
	Суммарная	м	6006.15	
поверхности	протяженность	%	19.37	
с вероятным типом - "КРН"	Число	шт	371	
	Суммарная	м	4116.55	
	протяженность	%	13.28	
с вероятным типом - "дефекты проката" (плены, закаты)	Число	шт	171	
	Суммарная	м	1889.6	
	протяженность	%	6.10	
с аномалиями типа "расслоение", "внутренняя трещина"	Число	шт	10	
	Суммарная	м	110.98	
	протяженность	%	0.36	
с аномалиями типа "коррозия"	Число	шт	498	
	Суммарная	м	8853.92	
	протяженность	%	28.56	
с аномалиями продольного шва	Число	шт	61	
	Суммарная	м	647.55	
	протяженность	%	2.09	
с показателем технического состояния $P_t$ , рассчитанным для 1 трубы:	$P_t > 0.5$	Число	шт	34
		Суммарная	м	378.99
	$0.4 < P_t \leq 0.5$	протяженность	%	1.22
		Число	шт	78
	$0.3 < P_t \leq 0.4$	Суммарная	м	874.15
		протяженность	%	2.82
	$0.2 < P_t \leq 0.3$	Число	шт	157
		Суммарная	м	1735.38
	$0 < P_t \leq 0.2$	протяженность	%	5.60
		Число	шт	252
	$0 < P_t \leq 0.2$	Суммарная	м	2800.37
		протяженность	%	9.03
	Число	шт	469	
	Суммарная	м	5208.98	
	протяженность	%	16.80	
	Число	шт	419	

# Эффективность функционирования системы мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН



# Эффективность функционирования системы мониторинга ТС газопроводов, подверженных КРН

