

Прогнозирование объема замены труб при капитальном ремонте газопроводов, подверженных КРН

В.В.Подольская

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

1 Для всех объектов

Диагностические мероприятия

Расчет показателей ТС, надежности, риска

*Ранжирование по надежности и безопасности

2 Для объектов с высоким приоритетом*

Прогнозирование объема замены

Оценка ожидаемых затрат

Включение в заявку в программу ДТОиР

На этапе диагностики

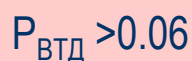
Недостаточная степень надёжности
выявления и идентификации
различных типов **трещиноподобных**
дефектов ВТД

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

При планировании ремонта

Нормативные документы,
регламентирующие принятие решений
о ремонте (Р Газпром 2-2.3-691-2013,
не учитывают **отсутствия**
информации о фактической степени
повреждённости газопроводов **КРН**

НТД, регламентирующая расчет
объема замены («Временная
методика по предремонтному
обследованию...»), в ряде случаев не
обеспечивает достоверный прогноз для
участков, подверженных КРН



Есть
условия
КРН

Участок
поврежден
КРН

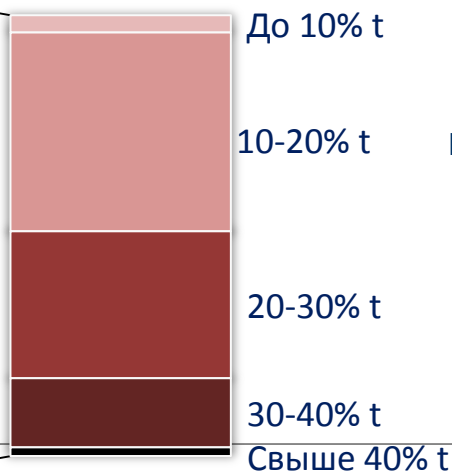
CEBEP



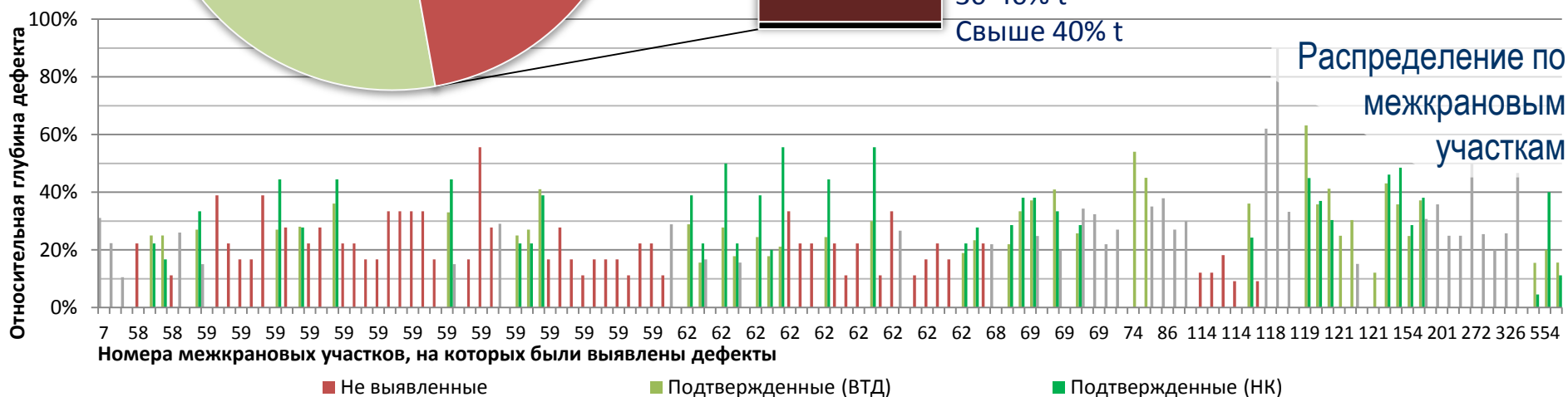
호

Статистика выявления дефектов КРН по данным ВТД 2016-2018 гг. на газопроводах ГТ Екатеринбург

Количество труб с дефектами КРН (по данным НК в шурфах) и трещиноподобными дефектами (по данным ВТД)



Не выявленные ВТД дефекты КРН обнаружены при шурфовом обследовании труб, прилегающих к дефектным (выявленным по данным ВТД).



Расчет прогнозируемого объема замены в соответствии с «Временной методикой...»

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Председателя Правления
В.А. Маркелов
« 22 » сентября 2016 г.

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА
ПО ПРЕДРЕМОНТНОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ
ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ-
ОТВОДОВ, ПЛАНИРУЕМЫХ К ВЫВОДУ В КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

СОГЛАСОВАНО
Член Правления, начальник
Департамента 308
В.А. Михаленко
« 11 » 02 2016 г.

СОГЛАСОВАНО
Начальник Департамента 338
А.А. Филатов
« » 2016 г.

РАЗРАБОТАНО
Первый заместитель
генерального директора
ОАО «Оргэнергогаз»
В.Ф. Наумов
« » 2016 г.

Москва
2016

Объем замены

N_{pz}

«Диагностика»

$N_{уп} + N_{ут}$

«Прогноз»

$N_{во} + N_{тт}$

Предельная
глубина дефекта

Допустимый объем
вышлифовки

Вероятность выявления
дефектов ВТД

Расчеты по методике Р Газпром 2-2.3-595

Статистика по ГТО

Корректировка размеров дефектов

Обследование в шурфах по данным ВТД

Анализ отчета ВТД

Прогнозируемое
число труб с КРН

$N_{тт} = \max(N_{пч}, N_{сп}, N_{шт})$

Прогноз по экспоненциальному
распределению количества трещин
по глубине (>20 трещин по ВТД)

Прогноз по
газопроводу
-аналогу

Экстраполяция на весь
участок результатов
обследования в шурфах

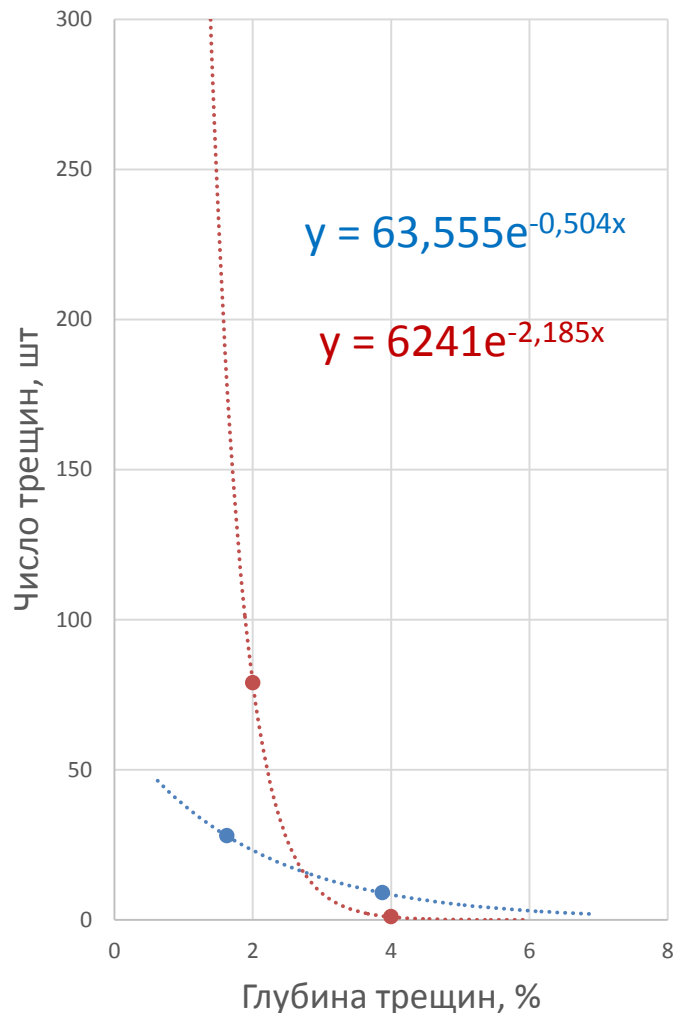
? В ряде случаев специфика
численного метода приводит к
неоправданному завышению
результатов прогноза, в т.ч. до
уровня, превышающего 100%

✗ Недостаточно
статистической
информации

? Достоверность
зависит от выбора
мест ОШ, который
не определяется
ВМ однозначно

Прогнозирование объема замены труб при капитальном ремонте газопроводов,
подверженных КРН

Методологические несоответствия, выявленные при применении «Временной методики» для расчетов ОЗ



1. Прогноз числа труб, поврежденных КРН, по экспоненциальной зависимости может давать результат, превышающий общее число труб на участке (специфика численного метода).
2. Прогноз числа труб, поврежденных КРН, по данным обследования в шурфах может быть необъективным, поскольку **отсутствуют четкие рекомендации по выбору мест ОШ и количества обследуемых труб**.
3. Использование **различных критериев** при оценке предполагаемого способа ремонта **на этапе прогноза** (Р Газпром 2-2.3-595-2011) и **при отбраковке труб** (Инструкция по оценке дефектов труб и СДТ при ремонте и диагностировании МГ») может привести к несоответствию расчетного числа заменяемых труб фактическому.

**Разработка комплекса
прогнозирующих
технологий
(диагностических и
расчетных)**

**Оценка количества
элементов
газопровода,
поврежденных КРН, но
не выявленных ВТД**

**Повышение
достоверности оценки
ТС и прогнозирования
объемов замены при
ККР участков
газопроводов,
подверженных КРН**

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ОАО «ГАЗПРОМ»

ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ
И ДИАГНОСТИКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ,
ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ
РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

СТО Газпром 2-2.3-173-2007

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью

«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – ВНИИГАЗ»

Общество с ограниченной ответственностью

«Информационно-рекламный центр газовой промышленности»

Москва 2007

Факторы, способствующие стресс-коррозии

Состояние изоляционного покрытия

Уровень грунтовых вод

Переменное смачивание грунтов

Напряженно-деформированное состояние

Тип грунта

Коррозионная агрессивность грунта

Магнитные аномалии, выявленные с
поверхности земли

**Обозначение
показателя**

**Весовой
коэф. ξ**

Gп

0,25

Gy

0,2

Gc

0,2

Gs

0,15

Gr

0,1

Gp

0,05

Ga

0,05



Обобщенный показатель риска КРН

$$k_o(l_s) = \frac{\sum_{i=1}^k (\xi_{(i)} \cdot S_i(l_s))}{\sum_{i=1}^k \xi_{(i)}}$$

СТО173

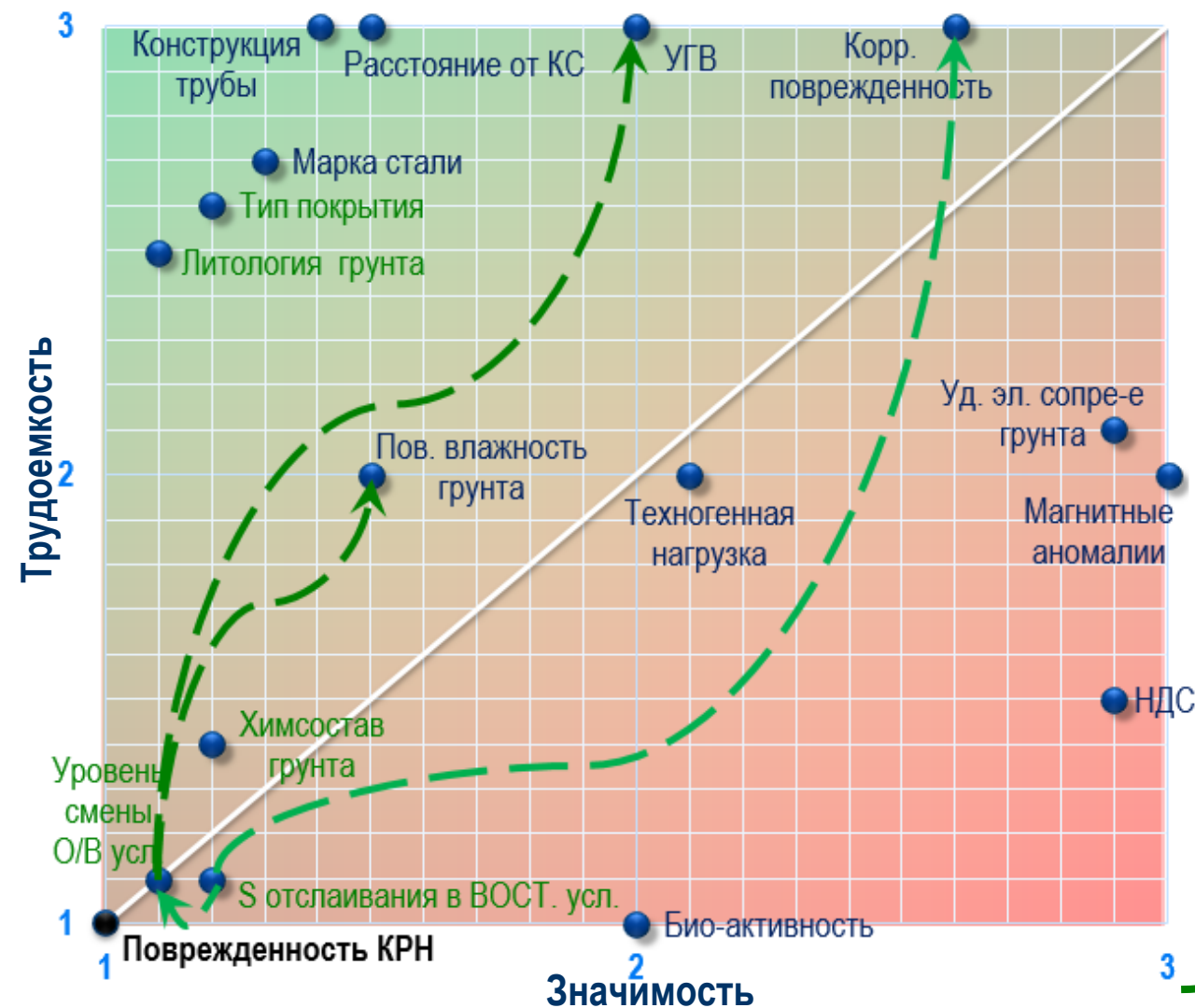


$$k_o(l_s) = \frac{\sum_{i=1}^k (\xi_{(i)} \cdot G_i(l_s))}{\sum_{i=1}^k \xi_{(i)}}$$

Упрощенно



Условное распределение факторов КРН по уровню значимости и трудоемкости определения



Значимость

- 1 Высокая корреляция с поврежденностью КРН
- 2 Значительная корреляция с поврежденностью КРН
- 3 Незначительная корреляция с поврежденностью КРН

Трудоемкость

- 1 Высокая (требуется ОШ, доп. исследования)
- 2 Средняя (по результатам наземной диагностики)
- 3 Низкая (по данным уже проведенных обследований - ВТД, ПИР, и др.)

Предварительная оценка числа труб, поврежденных КРН, для расчета ПТСиЦ и ранжирования участков МГ

Обработка данных ВТД,
проектной и
исполнительной
документации

Диагностируемый
участок

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

Потенциально
опасные участки

Безопасные
участки

Сочетание
ранжирующих
факторов КРН

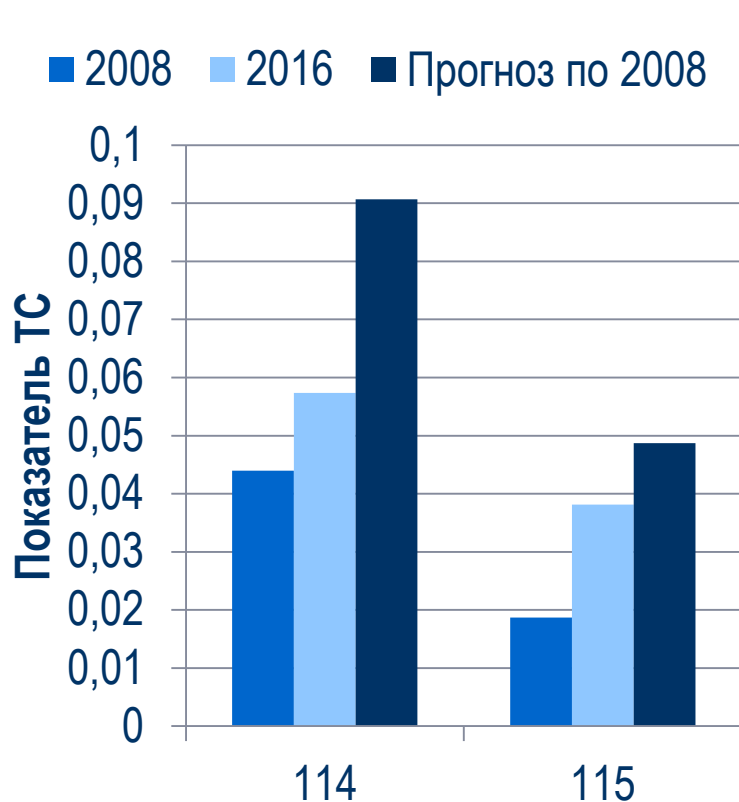
Прогнозируемая
поврежденность
Уровень 1 (%)

Прогнозируемая
поврежденность
Уровень N (%)

Прогнозируемая
поврежденность
КРН → 0

Выбор для обследования в шурфах участков max
уровня прогнозируемой поврежденности

Расчет прогнозных ПТС с учетом гипотетического количества элементов с КРН (на примере $R_{\text{ВТД}}^{\text{П}}$)



Учет прогнозируемой поврежденности КРН

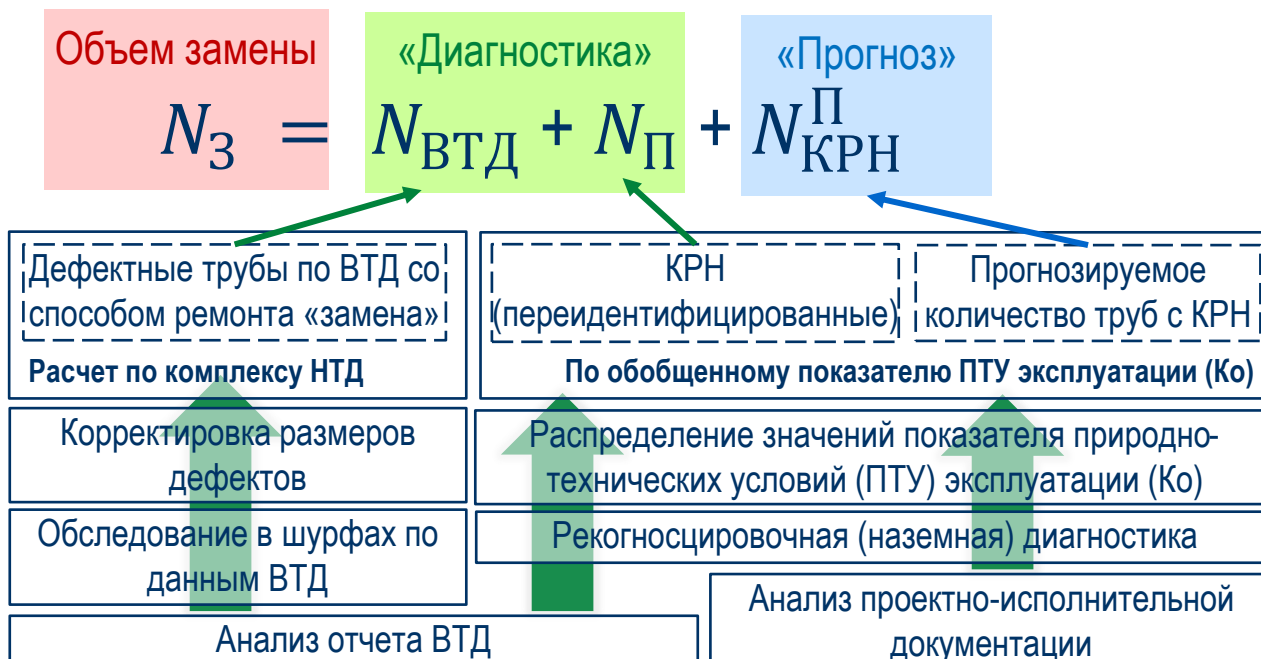


Адекватное увеличение показателя ТС на опасных участках



Контрастная ранжировка объектов, корректный выбор приоритетов и технологии ремонта

Прогнозирование числа труб, поврежденных КРН, для оценки объемов замены, по спец. методике



Точная локализация (привязка к конкретным трубам)

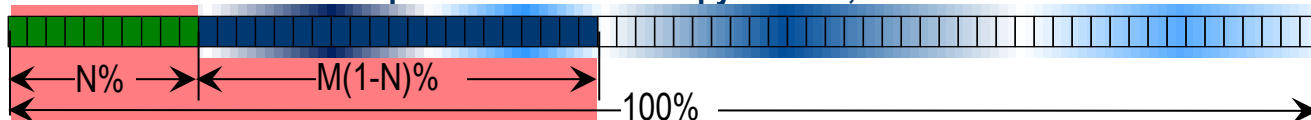
Трубы с дефектами по ВТД и по результатам переидентификации, подлежащие замене



Прогноз поврежденности КРН по обобщенному показателю Ко, %



Прогноз количества труб с КРН, шт



% труб, вероятно поврежденных КРН, рассчитывается от числа труб, не вошедших в число $N_{\text{ВТД}} + N_{\text{П}}$

Критерии прогнозирования способов ремонта труб и СДТ на основании данных ВТД

1 τ_0 L_Σ	≤ 3.5	$3.5 \div 5.5$	$5.5 \div 7.5$	> 7.5
≥ 3	1	3	5	7
$1.5 \div 3$	2	4	6	8
< 1.5	2	4	6	9

2 P_t L_Σ	> 0.5	$0.4 \div 0.5$	$0.3 \div 0.4$	$0.2 \div 0.3$	≤ 0.2
≥ 3	1	3	5	7	7
$1.5 \div 3$	2	4	6	8	8
< 1.5	2	4	6	8	9

3
Критерии, предписываемые др. НТД
ПАО «Газпром»

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

 L_Σ

• Суммарная приведенная длина аномалий, м

 τ_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

Схема работ на участках КР

Наземная
рекогносцировочная
диагностика

1. Геодезическое позиционирование
2. Анализ гидрологической обстановки

1. Точная **привязка** геологического профиля к маркерам ВТД
2. Распределение уровней относительной **влажности** вдоль трассы

Анализ исходных
данных и результатов
рекогносцировочной
диагностики

Определение
ступенчатой функции
обобщенного показателя
Выделение **однородных**
участков

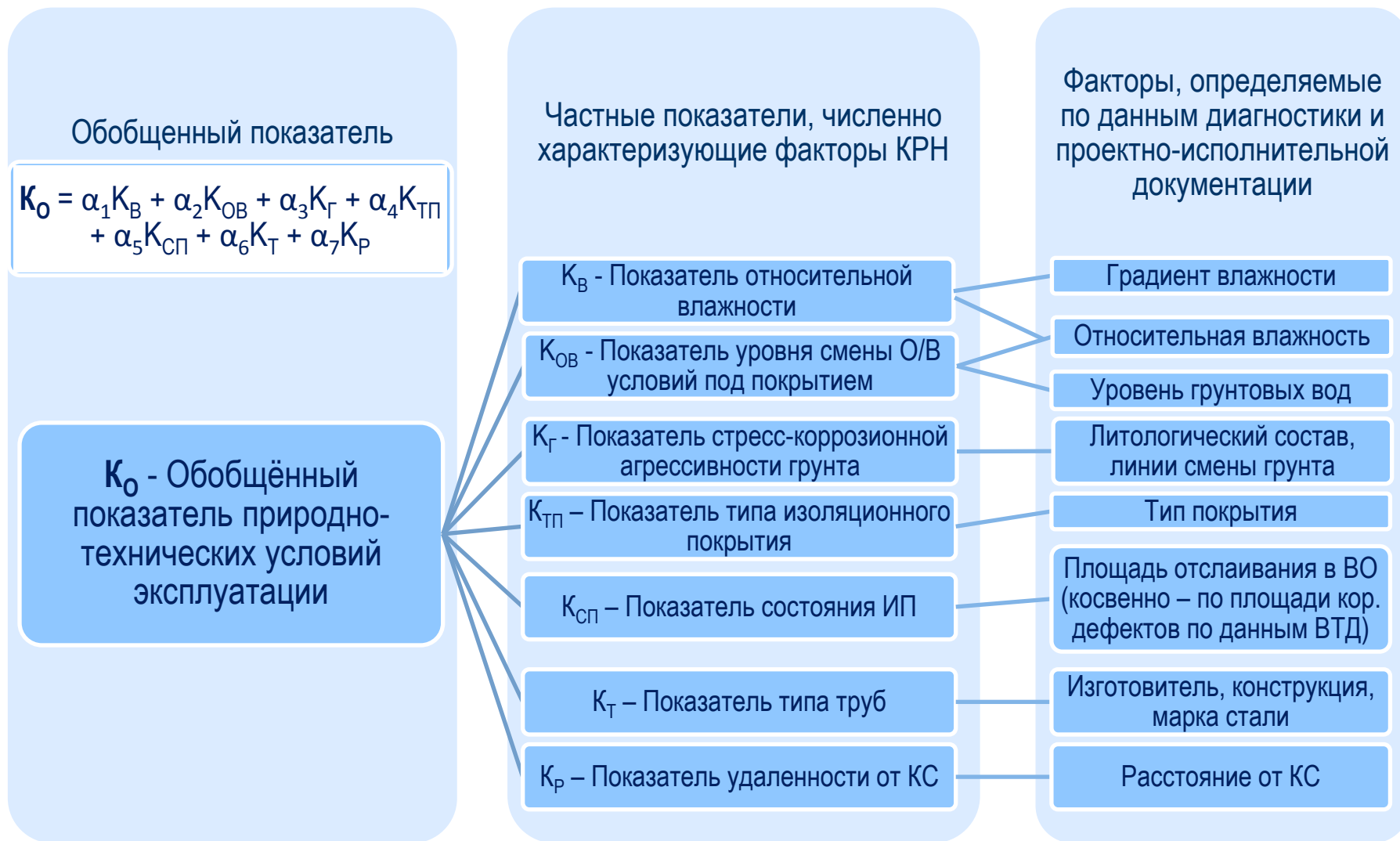
Назначение мест для
наружного **обследования**
в шурфах (ОШ),
проведение ОШ

Анализ данных о
стресс-коррозионной
поврежденности,
выявленной при ОШ

Определение
зависимости %
элементов, поврежденных
КРН, от интервала
значений обобщенного
показателя

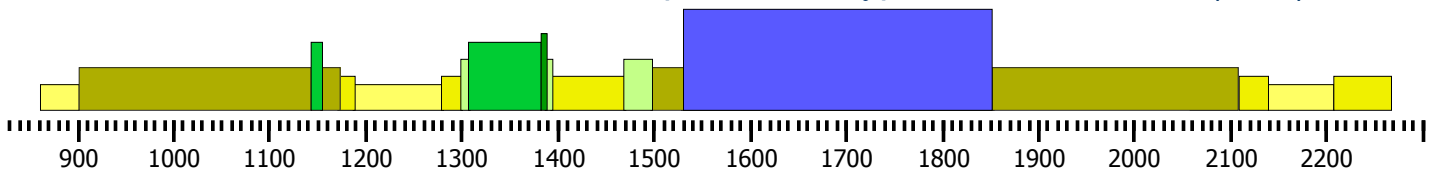
Экстраполяция данных о
поврежденности,
полученных при ОШ, на
всю протяженность
объекта по значениям
обобщенного показателя

Обобщённый показатель ПТУ эксплуатации на базе СТО Газпром 2-2.3-173-2007

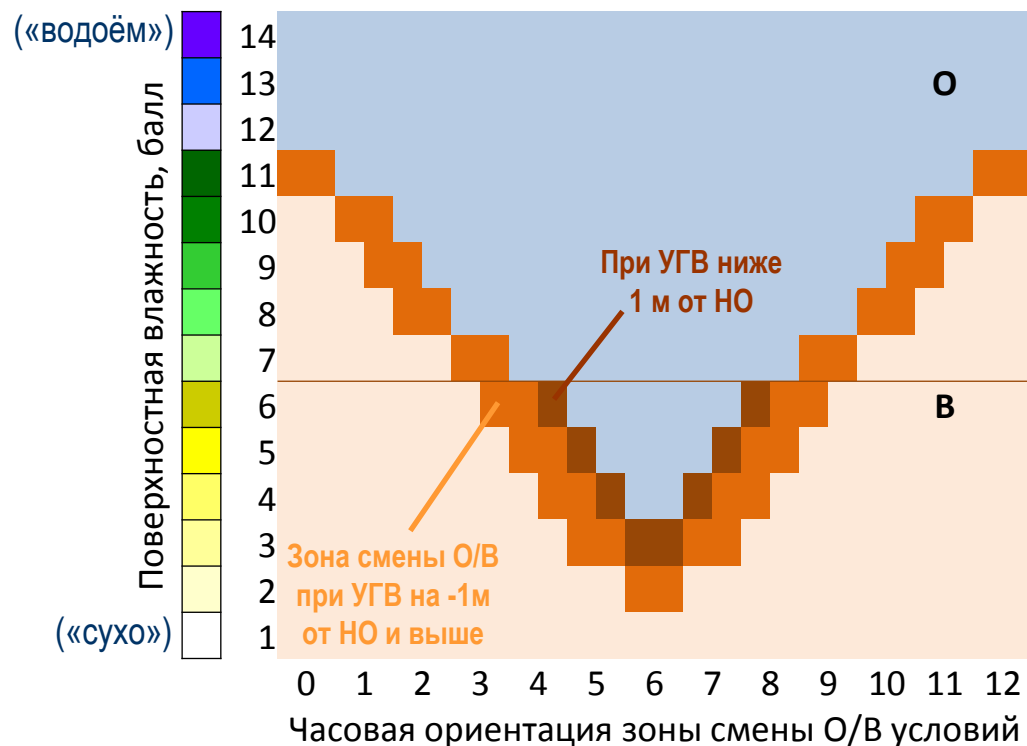


Выбор градаций. Косвенное определение показателя с высокой трудоемкостью диагностирования.

1. Наземная диагностика: Распределение уровней влажности (1-14):



2.1. Зависимость уровня смены О/В обстановки в околотрубной зоне от поверхностной влажности



The chart displays the frequency of different numbers of connections per node. The x-axis represents the number of connections (0 to 2300), and the y-axis represents the frequency (0 to 12). The distribution is centered around 1550 connections, with a peak frequency of 11. A red line is drawn at frequency 7.

Number of connections	Frequency
900	4
950	8
1000	8
1050	8
1100	8
1150	9
1200	8
1250	8
1300	8
1350	9
1400	10
1450	8
1500	9
1550	11
1600	11
1650	11
1700	11
1750	11
1800	11
1850	11
1900	8
1950	8
2000	8
2050	8
2100	8
2150	8
2200	8
2250	8
2300	8

Выбор градаций показателя на основании данных о фактической поврежденности однородных участков

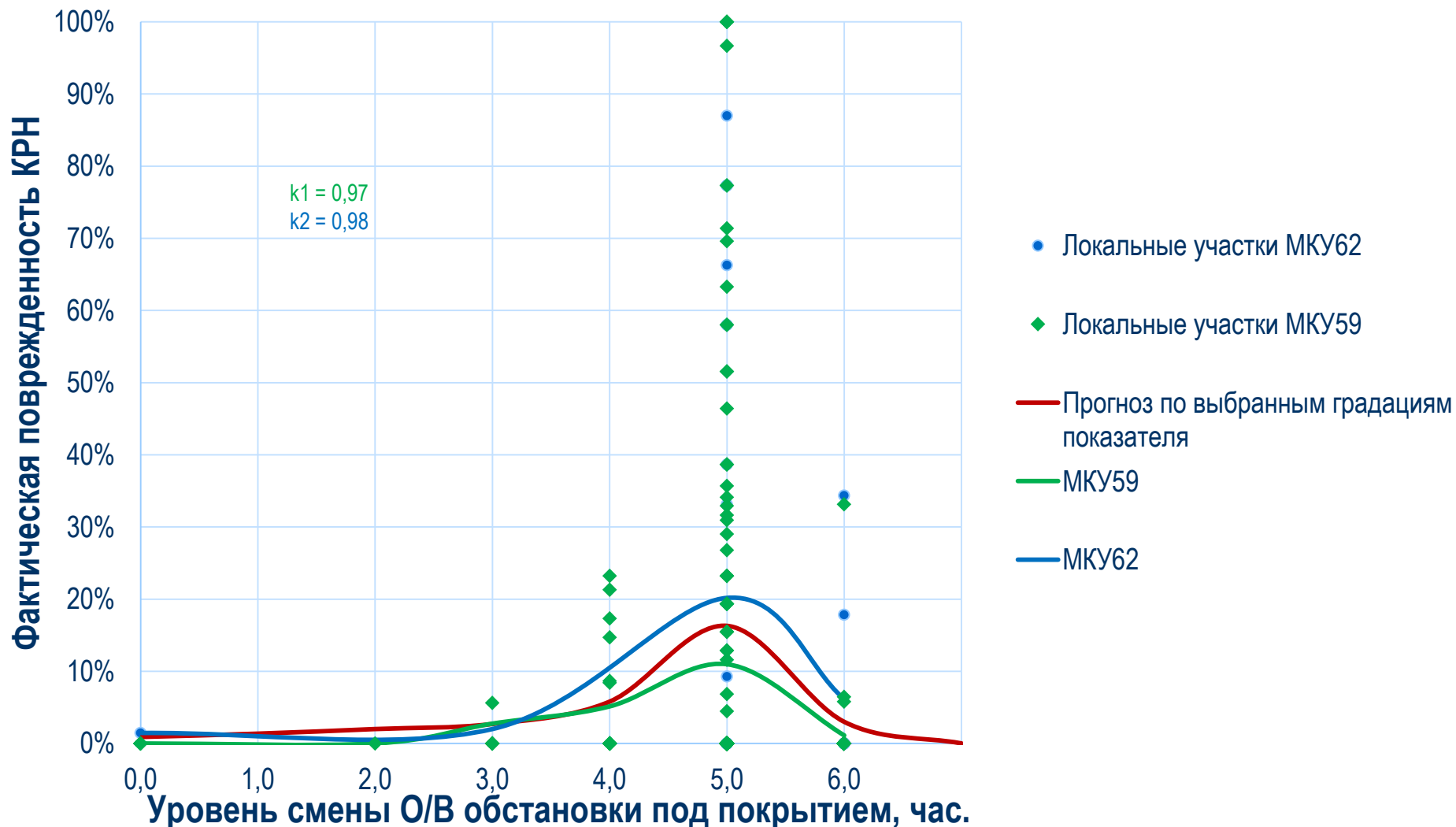
4. Определение зависимости фактической поврежденности КРН от уровня смены О/В-условий:



5. Выбор градаций показателя «Уровень смены О/В условий под покрытием» для объекта (МКУ):

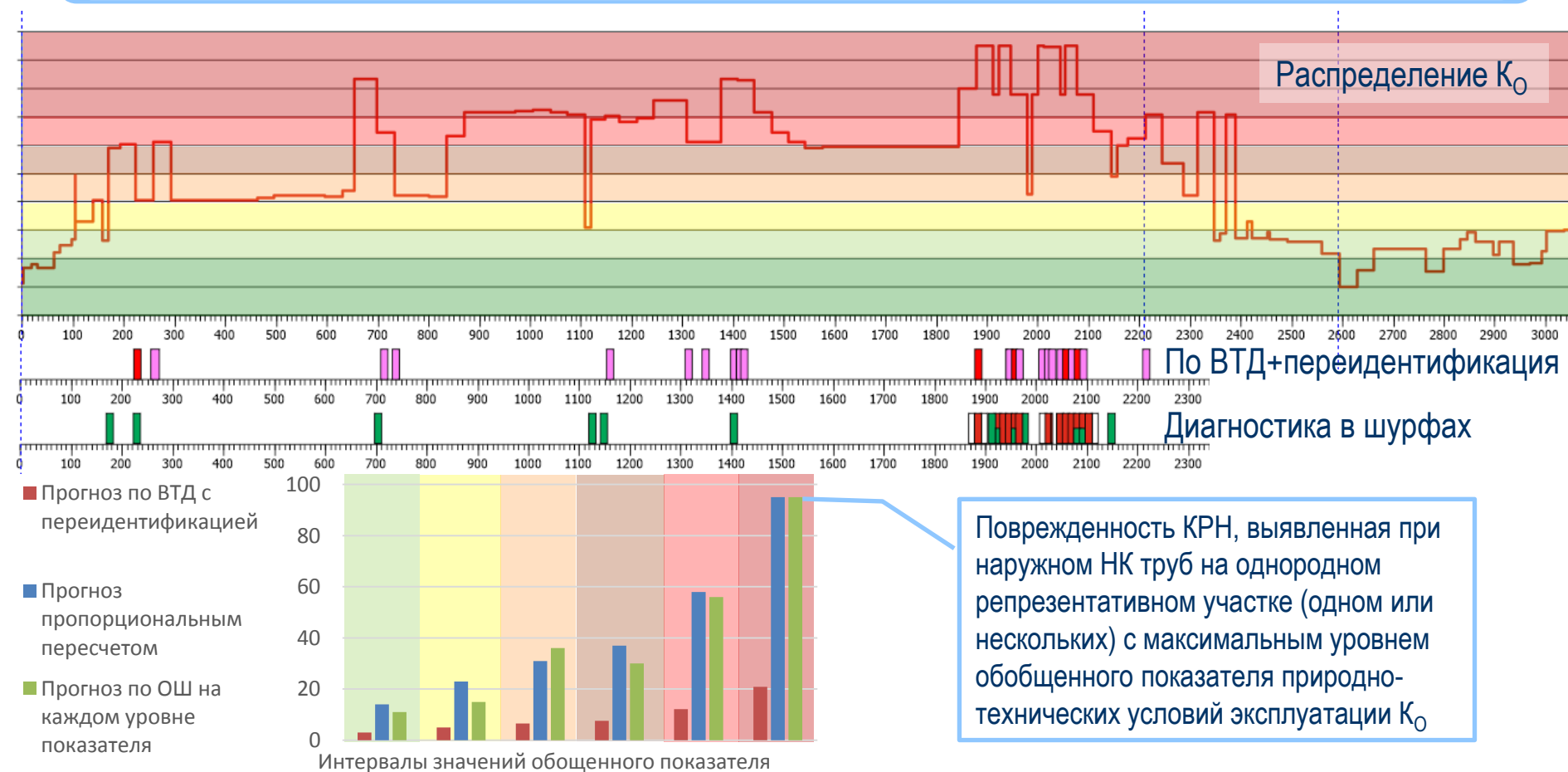
Значение показателя	Относительная поврежденность	Градация показателя
Выше ВО	0,51%	0,03
0(12) ±0,5 ч	0,90%	0,05
1(11) ±0,5 ч	1,36%	0,08
2(10) ±0,5 ч	2,00%	0,12
3(9) ±0,5 ч	2,70%	0,17
4(8) ±0,5 ч	5,80%	0,36
5(7) ±0,5 ч	16,3%	1,00
6 ±0,5 ч	3,00%	0,18
Ниже НО	0,10%	0,01

Определение коэффициентов корреляции для выбора весовых коэффициентов при показателях

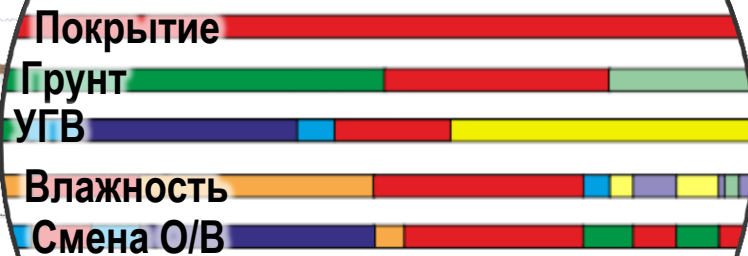


Планирование предремонтного обследования и прогнозирование объема замены на основании K_0

$$K_0 = \alpha_1 K_B + \alpha_2 K_{OB} + \alpha_3 K_{\Gamma} + \alpha_4 K_{TP} + \alpha_5 K_{CP} + \alpha_6 K_T + \alpha_7 K_P$$

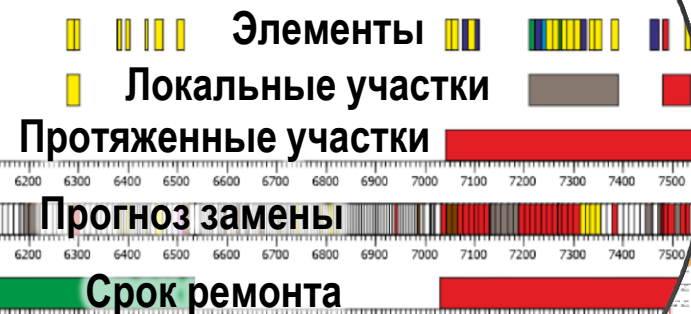


Распределение показателей



(в цветовых градациях)

Распределение обобщенного показателя



Планирование ремонта

Определение диагностической и прогнозной составляющей прогнозируемого объема замены труб

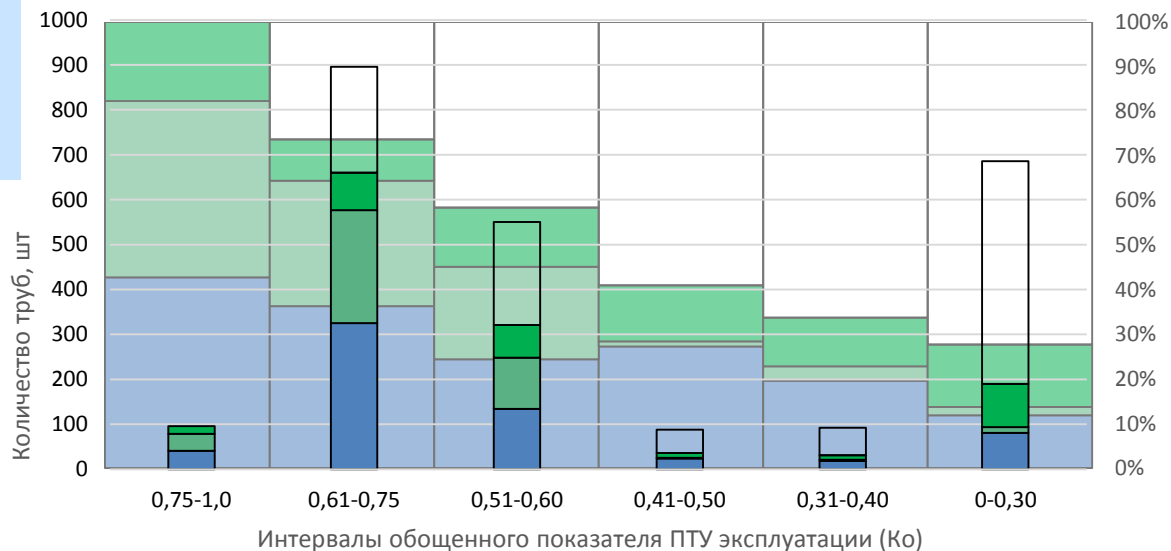
Интервал K_0	Число труб, шт	Объем ОШ, шт	Повреждено КРН, шт	Прогнозируемая поврежденность КРН, %	Число заменяемых труб по данным ВТД, $N_{ВД}$	По результатам переидентификации, $N_{П}$	"Остаток", шт	Прогноз ОЗ в "остатке" по поврежденности КРН, $N_{КРН}$
0,75-1,0	96	20	20	100	17	38	41	41
0,61-0,75	896	118	68	58	83	252	561	325
0,51-0,60	550	42	16	37	73	114	363	134
0,41-0,50	88	0	-	31	11	1	76	24
0,31-0,40	92	5	1	23	10	3	79	18
0-0,30	686	21	3	14	96	13	577	81
Все	2408	186	88		290	421		623

$$N_3 = N_{ВД} + N_{П} + N_{КРН}^П$$

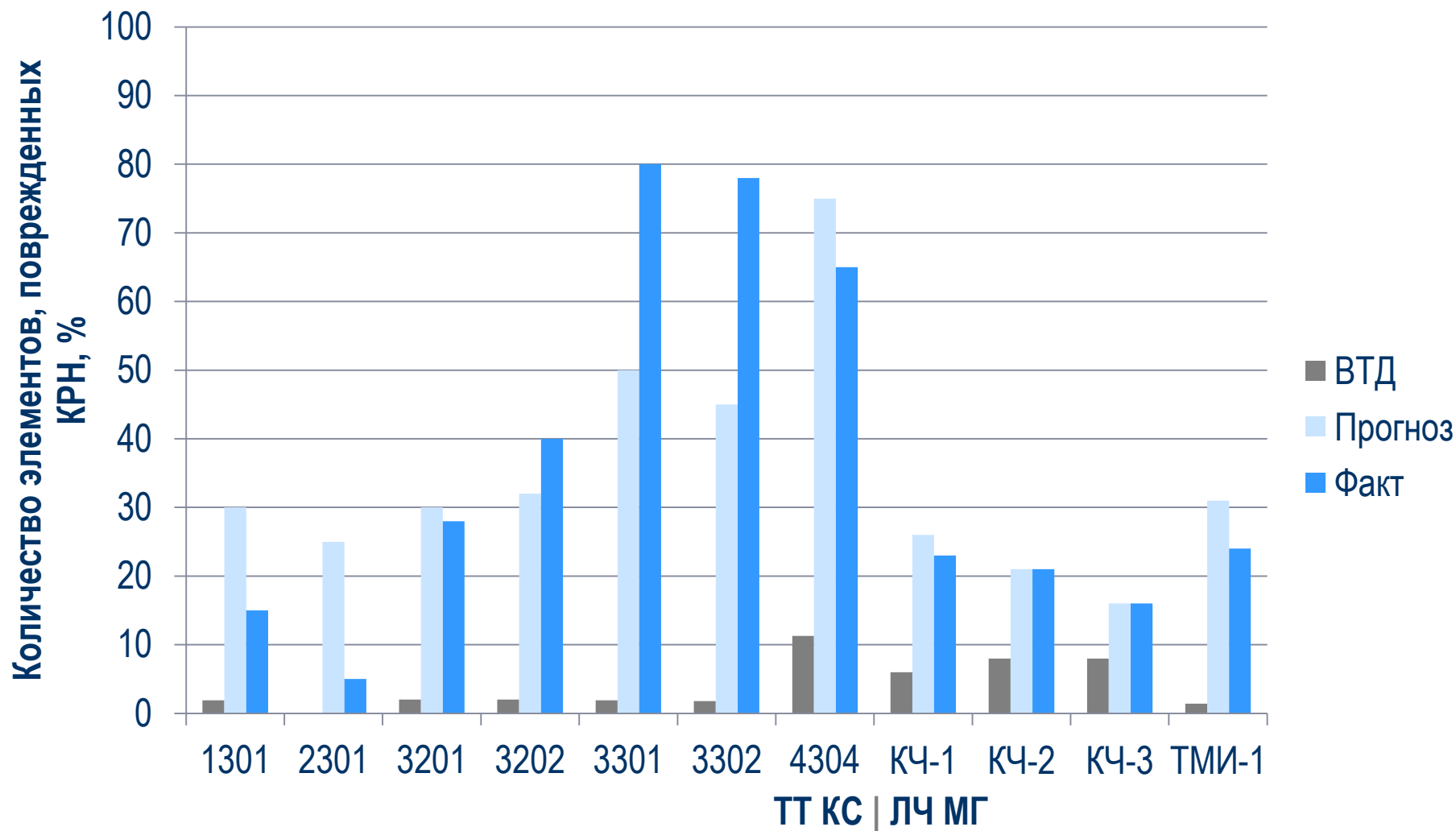
«Диагностика»

«Прогноз»

- Без замены
- Замена по данным ВТД
- КРН (переидентификация)
- Прогноз $N_{КРН}$



Эффективность оценки поврежденности КРН на примере ТТ КС и участков ЛЧ МГ



Выводы



1. Прогнозирование объемов замены в соответствии со **«Временной методикой по предремонтному обследованию участков ЛЧ МГ и газопроводов-отводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт»**, в ряде случаев **не обеспечивает достаточно точный прогноз** на участках, подверженных КРН. Это связано с:

- Недостатками алгоритма прогноза по экспоненциальной зависимости.
- Отсутствием однозначных требований к выбору мест и объема наружного неразрушающего контроля в шурфах.
- Различием критериев, применяемых при прогнозировании замены труб по данным ВТД и при отбраковке труб при ККР.

2. В качестве методической основы для **оптимизации процесса расчета** прогнозируемых объемов замены труб на участках газопроводов, подверженных КРН, могут быть использованы прогнозирующие технологии, представленные в докладе.

3. Методика прогнозирования стресс-коррозионной поврежденности участков газопроводов на основе **обобщенного показателя природно-технических условий эксплуатации** апробирована при диагностике технического состояния и планировании ремонта ТТ КС и отдельных межкрановых участков ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», однако для уточнения корреляционных зависимостей **требуется её дальнейшая апробация на объектах капитального ремонта ПАО «Газпром»**.

Спасибо за внимание!

Подольская Вера Владимировна

Служба управления техническим состоянием и целостностью
газотранспортной системы

Инженерно-технический центр

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

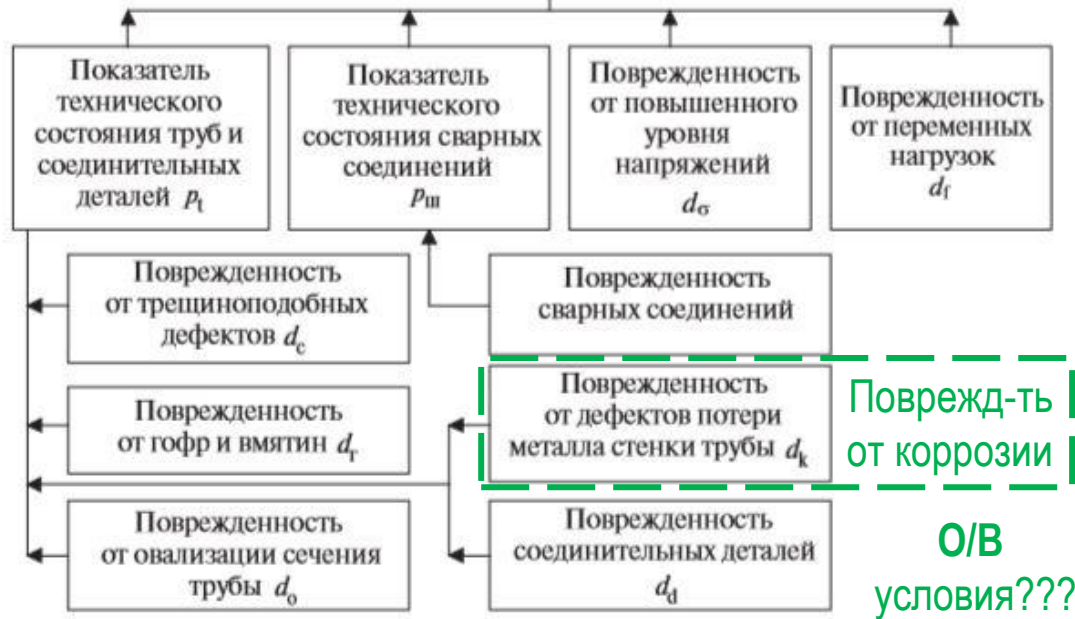
Тел.: (343) 226-52-44

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

Дополнительная информация. Почему $R_{\text{ВТД}}$ не обеспечивает адекватное ранжирование?

СТО Газпром
2-2.3-292-2009

Показатель технического состояния
линейного участка МГ по результатам ВТД

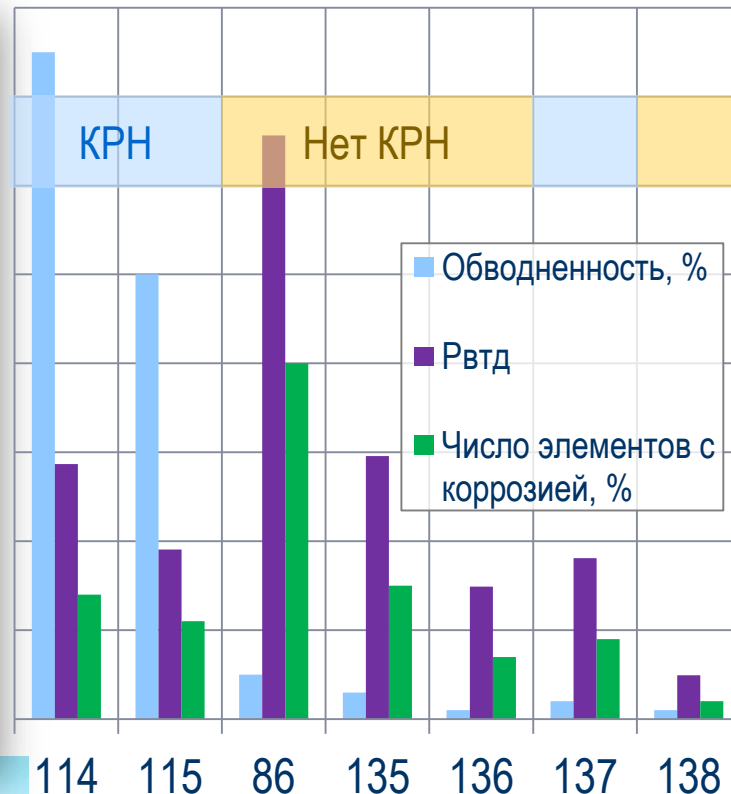
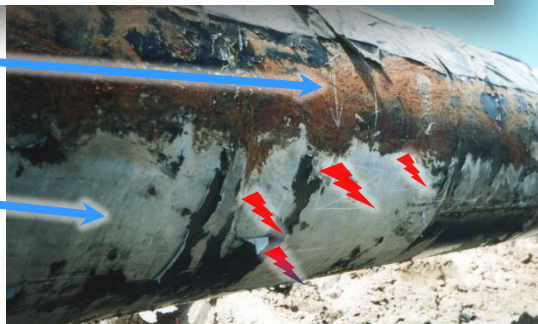


Окислительная среда → нет КРН

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

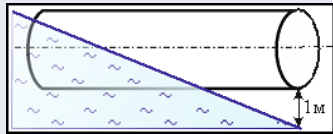
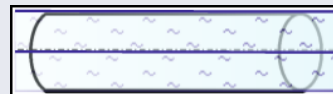
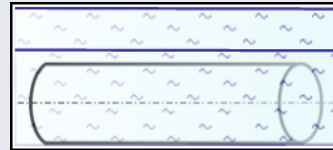
Восстановительная среда → КРН

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

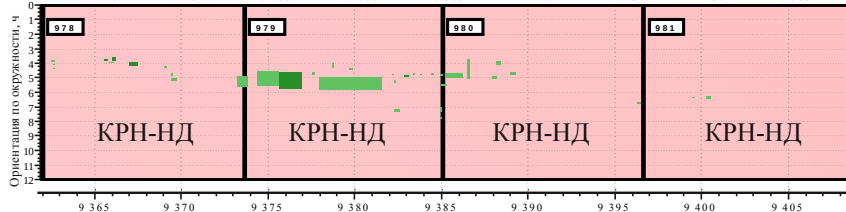
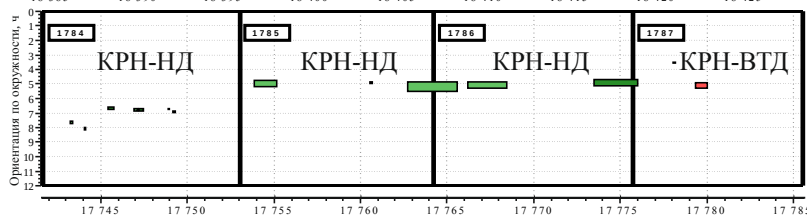
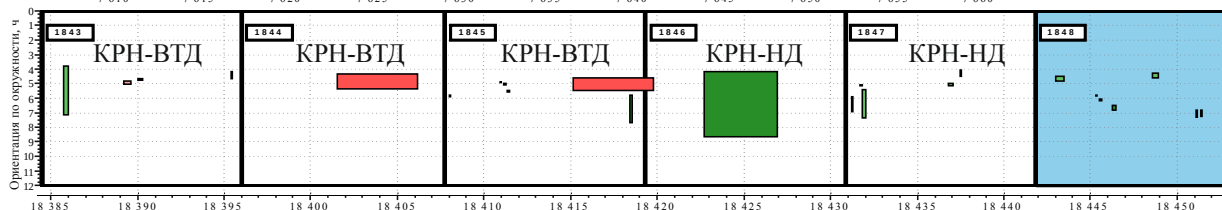
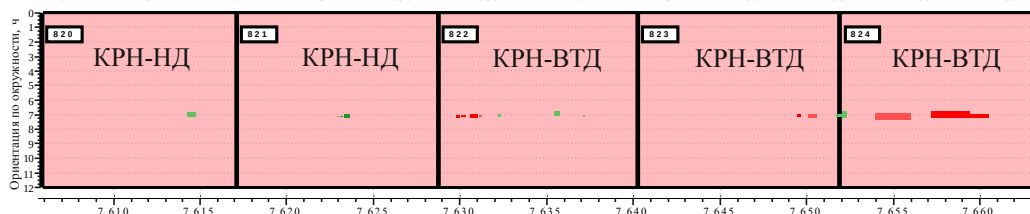
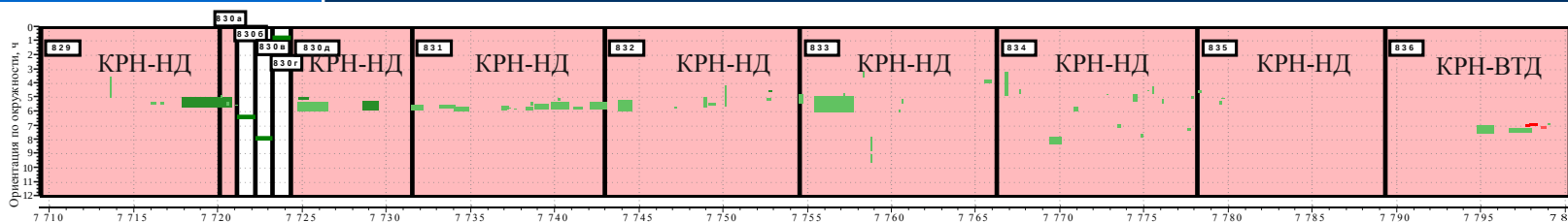


На необводненных участках преобладает окислительная обстановка, способствующая росту коррозии, но исключая возникновение КРН

Доп. информация. Градации интервалов уровня грунтовых вод по проектной документации

№	Описание показателя УГВ	Изображение	Градация, от.ед.
1	Изменение отметки УГВ от верхней образующей до 1м от нижней образующей		1
2	Отметка УГВ от нижней образующей до 1м от неё.		0.4
3	Отметка УГВ от средней образующей до нижней		0.3
4	Отметка УГВ от верхней образующей до средней		0.2
5	Отметка УГВ выше верхней образующей		0.1
6	Отметка УГВ ниже 1м от нижней образующей		0

Доп. информация. Признаки типичности для переидентификации коррозионных дефектов как КРН



Условные обозначения:
 - коррозионные аномалии по данным ВТД;
 - трещиноподобные аномалии по данным ВТД;

КРН-ВТД – элементы с дефектами КРН, выявленные ВТД;
 КРН-НД – элементы с дефектами КРН, выявленные наружной диагностикой

Признаки типичности:

- 1 продольные аномалии – «полосы», пересекающие спиральные и кольцевые швы, переходящие с одной трубы на другую при одной и той же часовой ориентации;
- 2 часовая ориентация по окружности преимущественно от 4.5 до 7.5 часов

Переидентификация применяется только для дефектов на участках с наличием природно-технических условий КРН!

К_Т – Показатель типа труб

№	Тип труб						Градация	Для расчета по СТО173
	Конс.	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	ТУ, контракт	Производитель		
1	СПШ ¹⁾	1020	9,0	17Г1С	ТУ 14-3-721-78	ВТЗ	1,0	0,0005
2	2Ш ¹⁾	1420	16,5	17Г2АФ	ТУ 14-3-446-76	ХТЗ	0,80	0,0004
3	СШ	1020	10,5	17Г1С	ТУ 14-3-311-74	ВТЗ	0,75	0,00037
4	2Ш	1020	10	16Г2САФ	ТУ 14-3-109-73	НТЗ	0,70	0,00035
5	2Ш	1020	12	17Г1С	ТУ 14-3-109-73	ЧТПЗ	0,65	0,00032
6	СШ	1020	10,6	15ГСТЮ	ЧМТУ 3-156-68 с изм. 1	ЖМЗ	0,60	0,0003
7	СШ	1020	10,6	15ГСТЮ	ТУ 14-3-499-76	ЖМЗ	0,60	0,0003
8	СШ	1020	9,5	15ГСТЮ	ТУ 14-3-862-79	ЖМЗ	0,6	0,0003
9	2Ш	1020	10,5	14ХГС	ТУ 14-3-602-77	ХТЗ	0,55	0,00027
10	2Ш	1020	12,0	17Г1С	ТУ 14-3-109-73	НТЗ	0,50	0,00025
11	2Ш	1020	11,0	17ГС	МРТУ 14-4-446-72	НТЗ	0,50	0,00025
12	2Ш	1020	10,5	17ГС	ТУ 14-4-13-65	НТЗ	0,50	0,00025
13	2Ш	1020	12,0	14ГН, 16ГН, 17ГС	СТУ 62-01-104-63	ЧТПЗ	0,45	0,00022
14	2Ш	1220	12,0	17Г1С, 17ГС	ТУ 14-1-446-72	ЧТПЗ	0,45	0,00022
15	2Ш	1020	11,0	17ГС	СТУ 62-01-104-63	ЧТПЗ	0,45	0,00022
16	2Ш	1020	10,5, 11,0, 12,0	17Г1С-У	ТУ 14-3-602-77	НТЗ	0,40	0,00020
17	2Ш	1020	12,0	17Г1С-У	ТУ 14-1-1950-77	НТЗ	0,40	0,00020
18	2Ш	1020	12,0	17Г1С-У	–	ЧТПЗ	0,35	0,00017
19	1Ш ¹⁾	1020	12,9	X60	ТУ 20-28-40-48-79FR	Франция	0,28	0,0001
20	1Ш	1420	16,5	X67	ТУ 40-48-56-76MW	Германия	0,15	0,000075
21	1Ш	1420	16,5	X67	ТУ 56-72-73, ТУ 1975JAS	Германия, Япония	0,1	0,00005
22	1Ш	1020	12,0	09ГСФ	ТУ 14-3-1698-2000	ЧТПЗ	0,1	0,00005

К_{ТП} – Показатель типа изоляционного покрытия

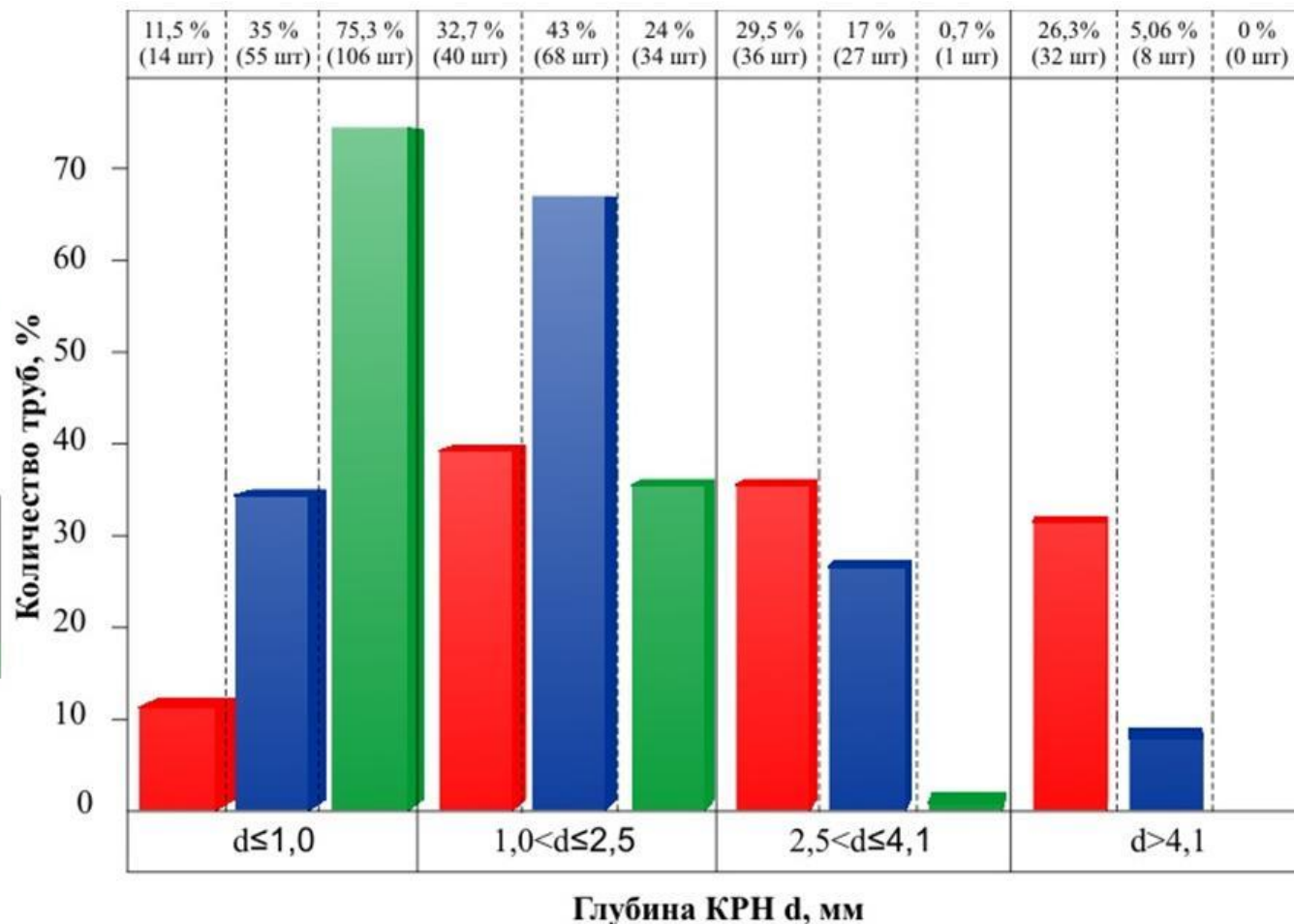
№	Вид и конструкция покрытий	Поврежденность КРН по данным ОШ, %	Тип	Градация, от.ед.
1	Полимерные липкие ленты на полиэтиленовой основе			
1.1.	Лента "Поликен 980-25(20)" или "Фурукава РапкоНМ-2" Неадгезированная обертка "Поликен 995" или "Фурукава РапкоРВ-22", или "Бишоф", или "Асахи-Дау"	5,2	Н	1,0
			У	0,8
1.2.	Лента "НИТТО 53" Неадгезированная обертка "Бишоф"или "Асахи-Дау"	2,5	Н	0,5
			У	0,3
1.3.	Лента "НИТТО 53" Адгезированная обертка "НИТТО 56"	1,25	Н	0,24
			У	0,16
2	Полимерные липкие ленты на поливинилхлоридной основе			
2.1.	Лента "Плайкофлекс 340(450)" или "НИЛ-ПВХ-СЛ". Неадгезированная обертка "Плайкофлекс 650-25" или ламинированная бумага, или другая	КРН в шурфах не выявлено, градация - по статистике аварий	Н	0,16
			У	0,1
3	Битумное			
3.1	Битумно-резиновая мастика МБР75, МБР 90 (Н), армированная стеклохолстом (У) или с оберткой "Бризол"(У)	КРН в шурфах не выявлено, градация - по статистике аварий	Н	0,12
			У	0,08
4	Эпоксидное			
4.1	На основе эпоксидных порошковых красок П-ЭП-971, П-ЭП-534	КРН в шурфах не выявлено	У	0
5	Экструдированное полиэтиленовое покрытие заводского нанесения			
		КРН в шурфах не выявлено	У	0

Доп. информация. Распределение труб различного типа по глубине дефектов КРН, выявленных НК

“Долгодеревенское-Красногорск”
МКУ 59
Тип труб: Спиральношовные,
1020х9,0 мм, 17Г1С, ВТЗ
ТУ 14-3-455-76; ТУ 14-3-721-78

“Комсомольское-Челябинск, 1”
тип труб: прямошовные 2Ш,
1420х16,5, 17Г2САФ, ХТЗ,
ТУ 14-3-446-76

Технологические трубопроводы КС.
Тип труб: прямошовные, 1Ш,
1020х12,9; 1020х16,0; 1020х22,
Х60 Франция
ТУ 20-28-40-48-78 MW Германия



Доп. инфо: Ранжирный ряд трубных сталей в порядке уменьшения КМП в зависимости от потенциала КЗ

Интервал потенциалов

$\Delta\phi$ водородного охрупчивания отрицательнее $-0,9В$ по ХСЭС (по показателю ψ_c/ψ_0)

17Г1С-ТУ (сорбит) 17ГС и 07ГФБ-У 17Г1С-У 14ГБШ 09Г2С 17Г1С Х70, 08ГБЮТ 10Г2БТЮ, 14Г2САФ 17Г1С-ТУ (недоотпущенная структура)

$\Delta\phi$ транскристаллитного КРН (от $-0,67$ до $-0,80В$) (по показателю ψ_c/ψ_0)

17Г1С-ТУ (сорбит) 17Г1С-У 17Г1С-У 17ГС и 07ГФБ-У 14ГБШ Х70, 08ГБЮТ 14Г2САФ 13ГС 17Г1С 10Г2БТЮ 17Г1С-ТУ (недоотпущенная структура)

$\Delta\phi$ межкристаллитного КРН (от $-0,58$ до $-0,06В$)

(по показателю ψ_c/ψ_0)

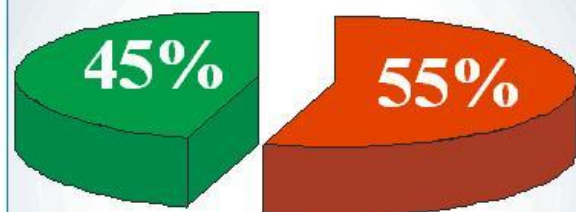
17Г1С-ТУ (сорбит) 17Г1С-У, 14ГБШ, Х70 07ГФБ-У 08ГБЮТ 17ГС 13ГС 17Г1С 10Г2БТЮ, 14Г2САФ 17Г1С-ТУ (недоотпущенная структура)

(по V_{max} вторичных трещин)

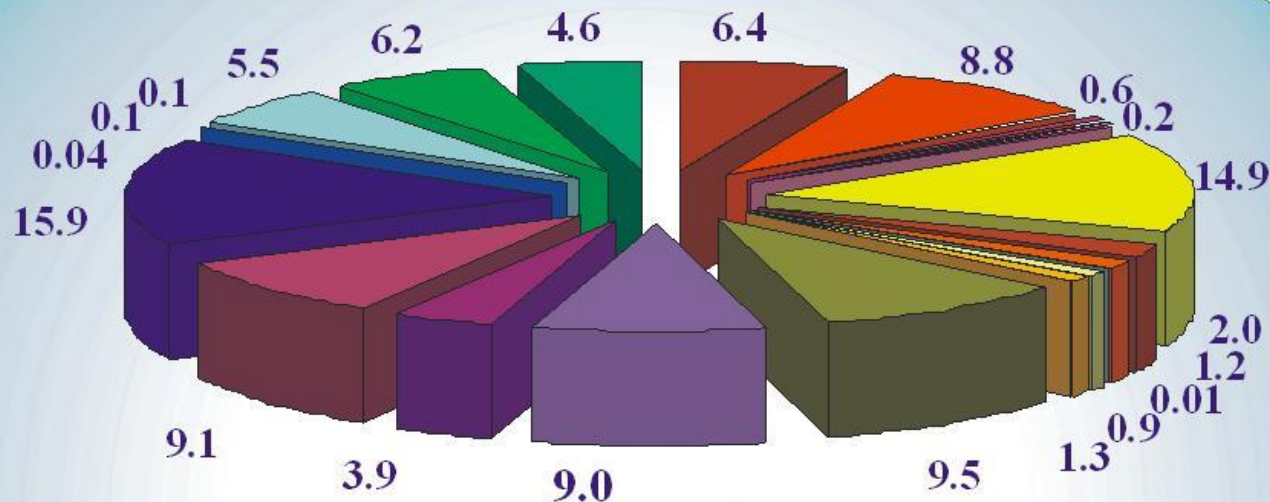
17Г1С-ТУ (сорбит) 14ГБШ 17Г1С-У Х70 10Г2БТЮ 07ГФБ-У 17ГС 13ГС, 17Г1С 14Г2САФ 17Г1С-ТУ (недоотпущенная структура)

Распределение типов труб ООО «ГТЕ» в порядке уменьшения предрасположенности к развитию КРН

Распределение труб по ограничению к применению согласно Инструкции ПАО Газпром 20.04.2010 г.



 - трубы, ограниченные к применению



1020, СШ, 9, ТУ-14-3-721-78, 17Г1С, ВТЗ
1420, 2Ш, 16.5, ТУ-14-3-446-76, 17Г2АФ, ХТЗ
1020, СШ, 10.5, ТУ-14-3-311-74, 17Г1С, ВТЗ
1020, 2Ш, 10, ТУ-14-3-109-73, 16Г2САФ, НТЗ
1020, 2Ш, 12.0, 14.5, ТУ-14-3-109-73, ТУ 14-3-109-74, 17Г1С, ЧТПЗ
1020, СШ, 10.6, ЧМТУ 3-156-68 с изм 1, 15ГСТЮ, ЖМЗ
1020, СШ, 10.6, ТУ-14-3-499-76, 15ГСТЮ, ЖМЗ
1020, СШ, 9.5, ТУ-14-3-862-79, 15ГСТЮ, ЖМЗ
1020, 2Ш, 10.5, ТУ-14-3-602-77, 14ХГС, ХТЗ
1020, 2Ш, 12.0, ТУ-14-3-109-73, 17Г1С, НТЗ
1020, 2Ш, 11.0, МРТУ 14-4-446-72, 17ГС, НТЗ

1020, 2Ш, 12.0, СТУ-62-01-104-63, 14ГН, 16ГН, 17ГС, ЧТПЗ
1220, 2Ш, 12.0, ТУ-14-1-446-72, 17Г1С, 17ГС, ЧТПЗ
1020, 2Ш, 11.0, 12.0, СТУ-62-01-104-63, 17ГС, ЧТПЗ
1020, 2Ш, 10.5, 11.0, 11.2, 12.0, ТУ-14-3-602-77, 17Г1СУ, НТЗ
1020, 2Ш, 14.5, ТУ 14-3-1138-82, 17Г1СУ, НТЗ
1020, 2Ш, 12.0, ТУ-14-1-1950-77, 17Г1СУ, НТЗ
1020, 2Ш, 12.0, 17Г1СУ, ЧТПЗ
1420, 1Ш, 16.5, ТУ-40-48-56-76MW, X67, MW
1420, 1Ш, 16.5, ТУ-56-72-73, ТУ-1975JAS, ФРГ, Япония
1020, 1Ш, 12.0, ТУ 14-3-1698-2000, 09ГСФ, ЧТПЗ

Дополнительная информация. 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

Корректировочная идентификация КРН по данным ВТД на участках с ПТУ КРН

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

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

3. Выделение границ и ранжирование участков, поврежденных 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

Да

**Сочетание
системообразующих факторов КРН**

Нет

Завершение диагностики (или дополнительный аналитический контроль состояния околотрубной среды)

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

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

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. Выборочный ремонт 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). Текущий ремонт
$0,06 < P_{ВД} \leq 0,3$	Диагностика с применением наружных сканеров дефектоскопов и переизоляция участка с частичной заменой труб
$P_{ВД} > 0,3$	Вывод линейного участка МГ в капитальный ремонт с полной заменой труб

Дополнительная информация

Оптимизированный показатель ремонта (P^0_p)

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

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

Показатель	Способ ремонта		Градация	
$P_{pДm}$	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	