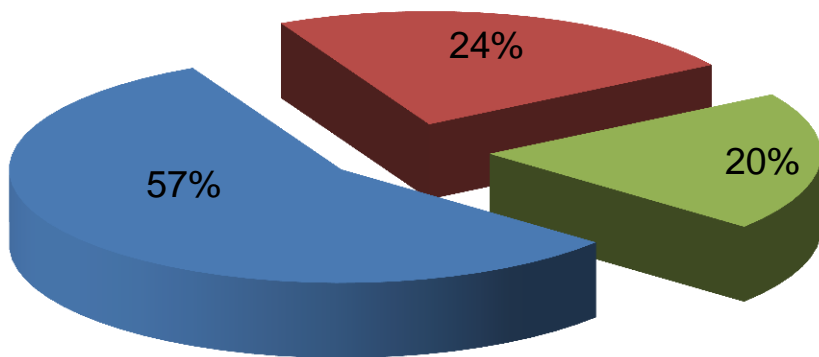


**Анализ технического состояния
участков линейной части МГ и
трубопроводной обвязки КС
ООО «Газпром трансгаз Сургут»**

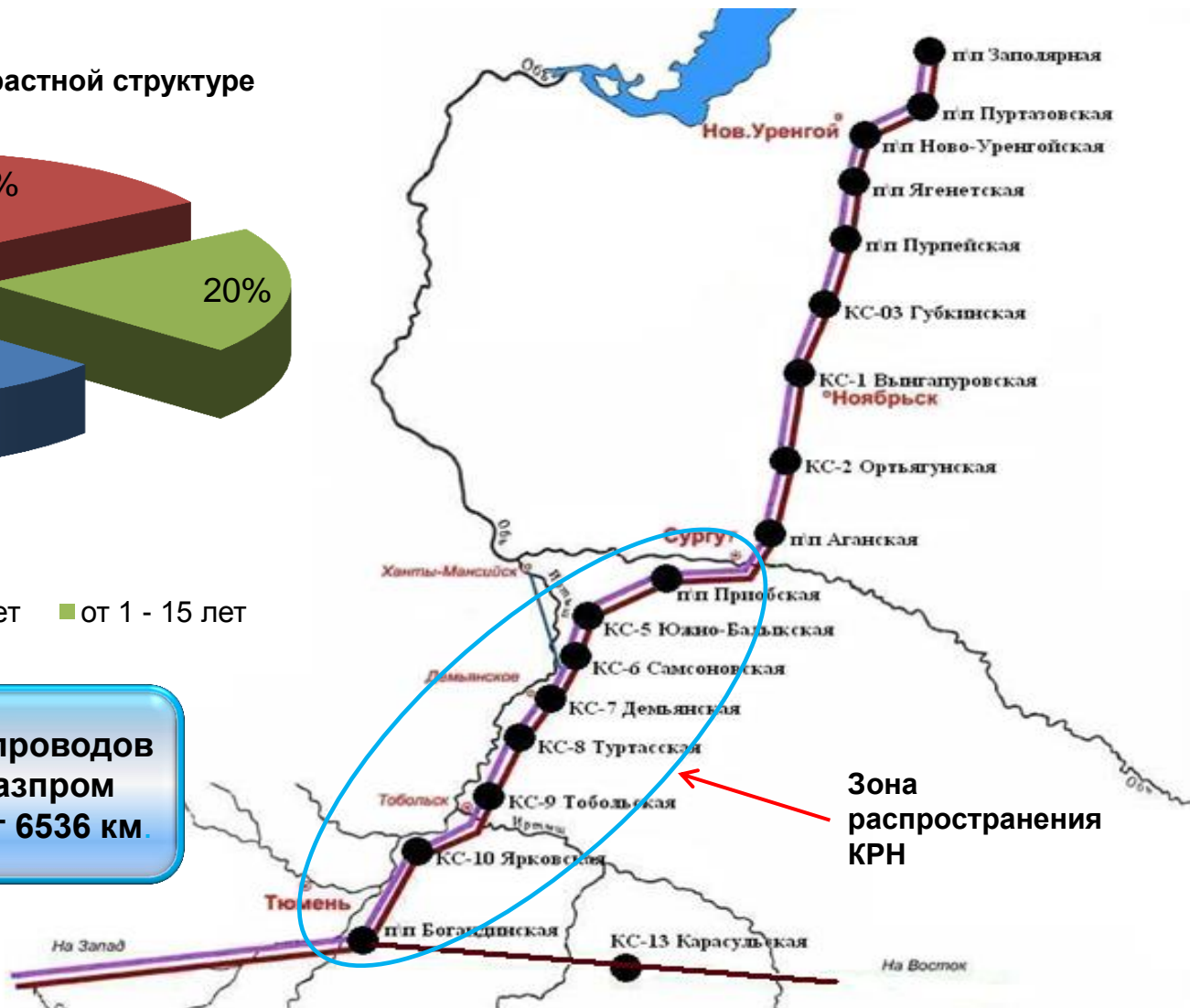
**Докладчик: Инженер II категории
лаборатории технической диагностики
ООО «Газпром трансгаз Сургут»
Спиридонов Евгений Юрьевич**

Распределение МГ по возрастной структуре

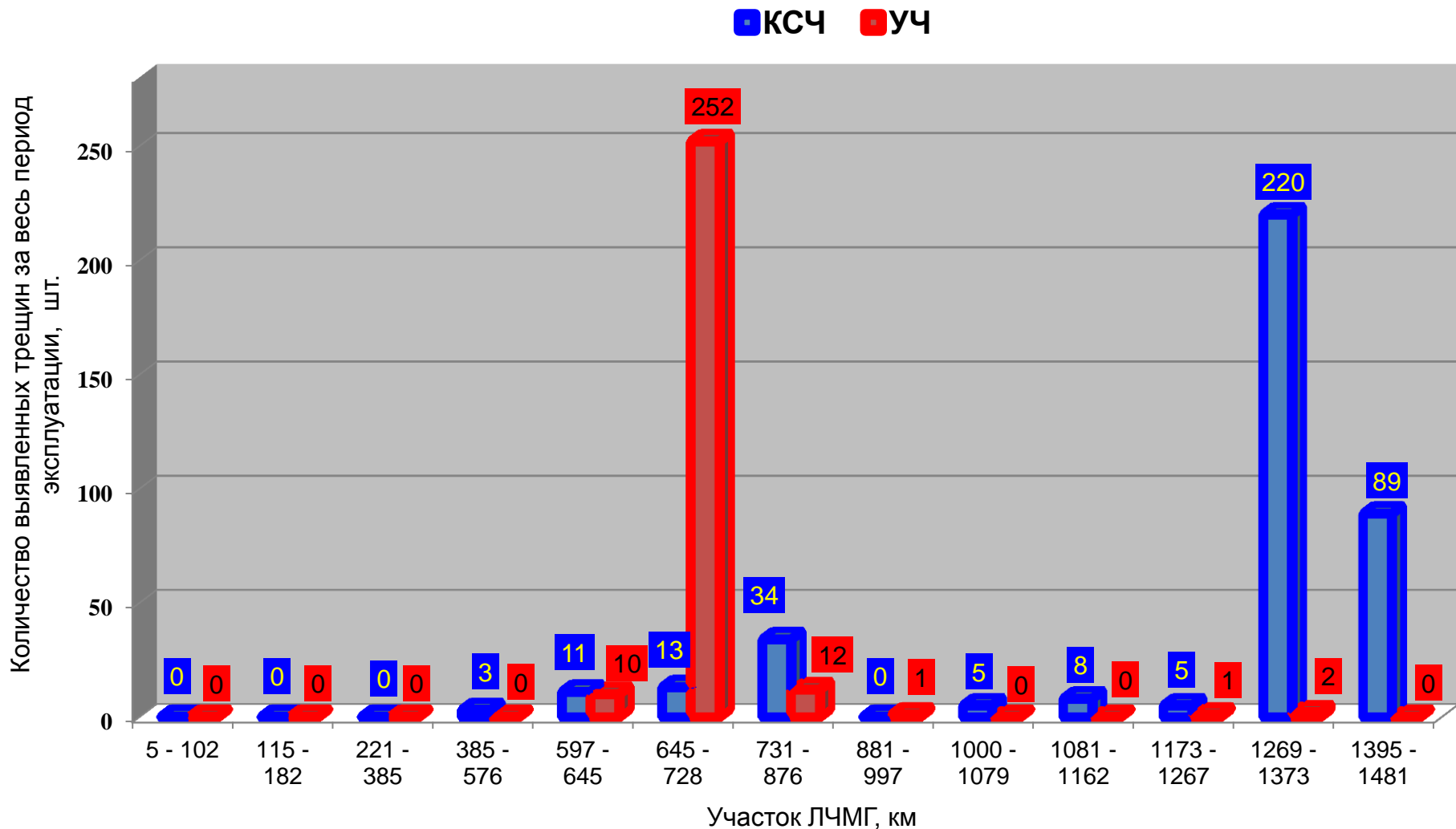


■ более 30 лет ■ от 15 до 30 лет ■ от 1 - 15 лет

Общая протяженность газопроводов эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Сургут» составляет 6536 км.



Количество выявленных дефектов типа «Зона продольных трещин» на ЛЧ МГ (ВТД)



Дефекты КРН выявленные при КР ЛЧ МГ (в шурфах)

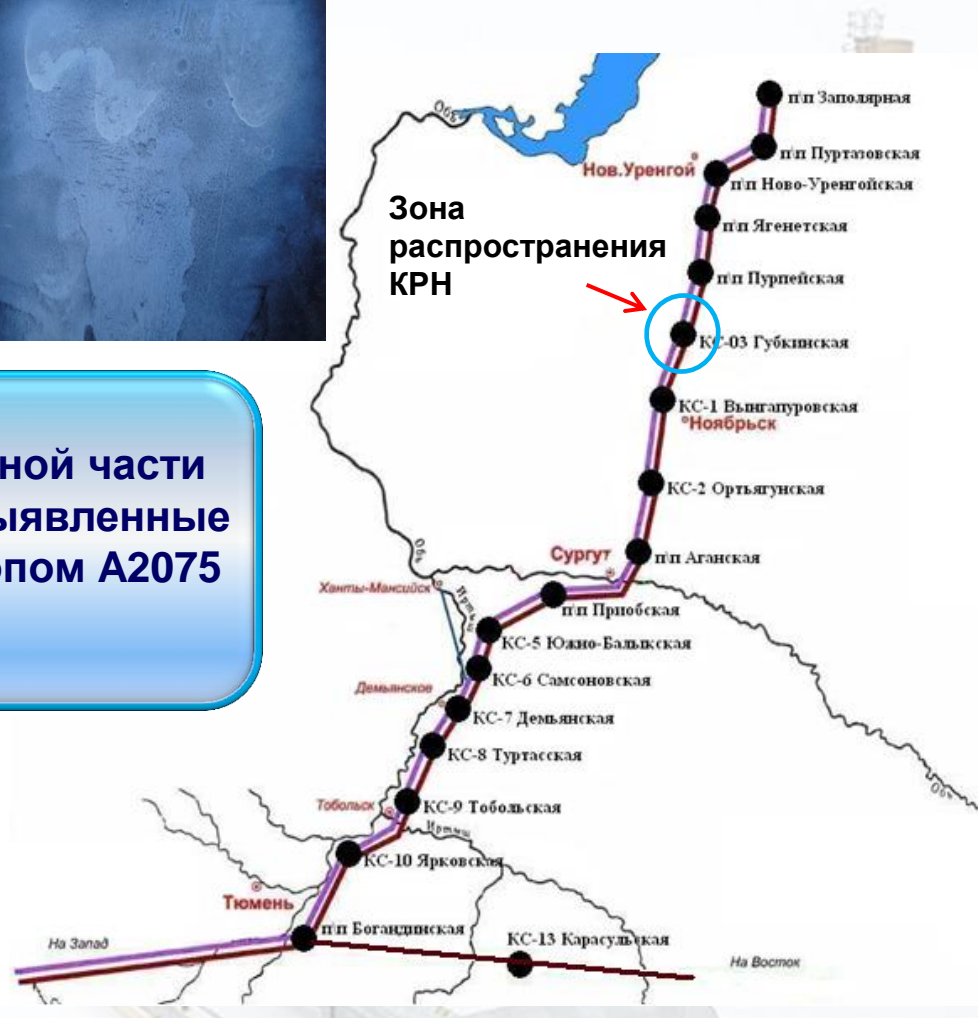


Дефекты КРН выявляемые при проведении КР (выборочный ремонт) на линейной части МГ

КРН Д1420*19.5 мм. Губкинское ЛПУМГ «КСЧ» 286 км



**КРН на трубах линейной части
МГ «КСЧ» на 286км. выявленные
сканером-дефектоскопом A2075
Sonet.**





Расчет остаточного ресурса

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Сургут» обратился к представителям ЦСЛ «Трубнонадзор»



Цели обращения:

1. Прогноз появления трещин;
2. Прогноз роста трещин;
3. Расчет остаточного ресурса .




Результаты исследований:

1. Произведен расчет остаточного ресурса;
2. Вопросы прогноза остались нерешенными.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"
ООО "УРАЛТРАНСГАЗ"
Специализированная лаборатория по надзору за качеством поставляемых труб для строительства и ремонта трубопроводов "ТРУБНАДЗОР"

СОГЛАСОВАНО
Госгортехнадзор России
письмо №
от 2002 г.

УТВЕРЖДАЮ
Член Правления ОАО "Газпром"

Б.В. Будзуляк
" 14 " июля 2002г.

МЕТОДИКА

определения остаточного ресурса металла
линейной части магистральных газопроводов

СОГЛАСОВАНО
Начальник Управления
по транспортировке газа и газового
конденсата ОАО "Газпром"


В.Н. Дедешко

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
ООО "Уралтрансгаз"


Д.Д. Гайдт
Директор ЦСЛ "Трубнонадзор"


Б.П. Сметанин


Челябинск 2002 г.

Расчет остаточного ресурса (ЦСЛ «Трубнонадзор»)

Организация проводящая обследование на основании анализа механизмов накопления повреждений, зарождения и развития дефектов устанавливает определяющие параметры по которым оценивается остаточный ресурс (σ_S/σ_B , δ , a_H KCV, a_H KCU).

Расчет остаточного ресурса основан на определении деградации свойств металла во времени (при достижении значений механических характеристик металла ниже нормативных).
Фактическое значение остаточного ресурса определяется по формуле :

$$\Delta T = K_{\text{Ф.Вл.}} \times T_0 \times \frac{P_C}{P_H} \times \frac{\ln(Y_H/Y_0)}{\ln(Y_1/Y_0)}$$

где T_0 – время эксплуатации трубопровода, лет;

P_C – среднее давление, при котором эксплуатировался трубопровод, кгс/см²;

P_H – давление, при котором будет эксплуатироваться трубопровод, кгс/см²;

Y_0 – значение параметров (σ_S/σ_B , δ , a_H KCV, a_H KCU) металла с исходными свойствами;

Y_1 – значение параметров (σ_S/σ_B , δ , a_H KCV, a_H KCU) металла трубопровода на момент определения остаточного ресурса;

Y_H – нормативные значения параметров (σ_S/σ_B , δ , a_H KCV, a_H KCU) механических свойств металла трубопровода.

Кф.вл. – коэффициент факторного влияния.

Расчет остаточного ресурса (Участки исследования)

№ п/п	МГ	Типоразмер	Материал трубы	Выводы (остаточный ресурс, лет)	Вид дефекта	Рекомендации
1	"Уренгой-Челябинск"	1420*16,5	Italsider, ТУ 56-76 ИТ	24	Нет дефектов	Повторное исследование в 2019 г
2	"Уренгой-Челябинск", 2 резервная	1020*12,9	Societe VALLOUREC, ТУ 20-28-40-48/79	14	КРН	Необходимо дополнительно выполнить комплекс измерений
3	"Уренгой-Челябинск", 2 резервная	1020*16	Societe VALLOUREC, ТУ 28-40-48/76	16	№2 - КРН, №3 - коррозия	Повторное исследование в 2019 г
4	"Уренгой-Челябинск"	1420*16,5	Italsider, ТУ 56-76 ИТ	26	Коррозия	Повторное исследование в 2019 г
5	"Уренгой-Челябинск"	1420*19,5	Nippon KOKAN KK, ТУ 56-77 НКК	21	Коррозия	Необходимо дополнительно выполнить комплекс измерений
6	"Комсомольск ое-Сургут-Челябинск"	1420*19,5	Italsider, ТУ 56-76 ИТ, X-67	32	Коррозия	Необходимо дополнительно выполнить комплекс измерений
7	"Уренгой-Челябинск"	1420*16,5	Sumitomo, ТУ 56-77 С, Nippon ТУ 56-77 НС	23	КРН	Повторное исследование в 2019 г
8	"Комсомольск ое-Сургут-Челябинск"	1420*16,5	Mannesmann, ТУ 48/56-77 МВ	19	КРН	Повторное исследование в 2019 г
9	"Комсомольск ое-Сургут-Челябинск"	1420*19,5	Mannesmann, ТУ 48/56-77 МВ	21	КРН	Повторное исследование в 2019 г
10	ГО на ГРС "Тобольская"	720*8,4	Mannesmann, ТУ 28/40-77 МВ	8	КРН	-

ВТД выходных шлейфов

Робот-сканер на магнитных колёсах ЗАО «Интроскан-технолоджи»



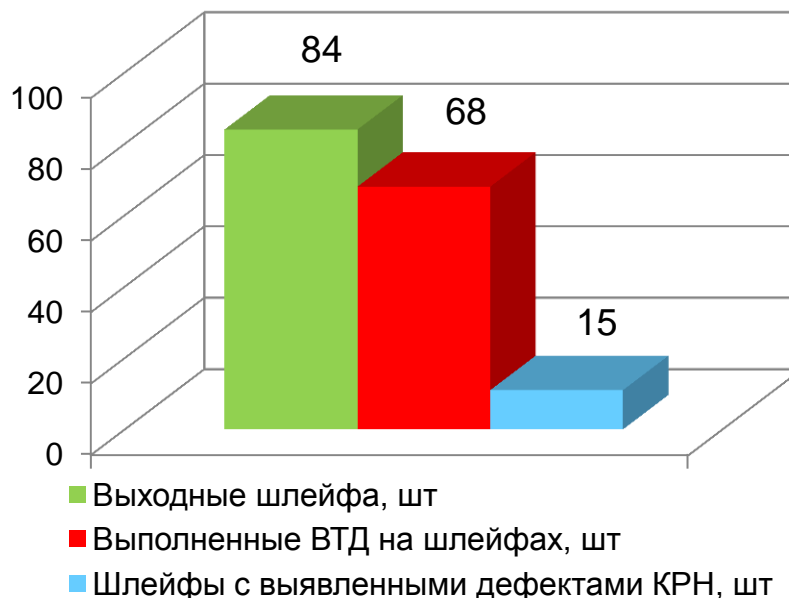
Роботизированное средство диагностики технологических трубопроводов КС ОАО «Оргэнергогаз»



Робот
ЗАО «КТПИ»
«Газпроект»

ВТД выходных шлейфов

ВТД выходных шлейфов в 2006-2014гг.



Недостатки сканера-дефектоскопа ТДК :

- Наличие кабеля, соединяющего мобильную часть системы с рабочей станцией на поверхности, что ограничивает дальность действия (max – 300м);
- Возможность использования для ограниченной номенклатуры деталей (Ди 700-1400 мм);
- Недостаточная степень обнаружения дефектов;

Дефекты не выявленные при проведении ВТД выходных шлейфов

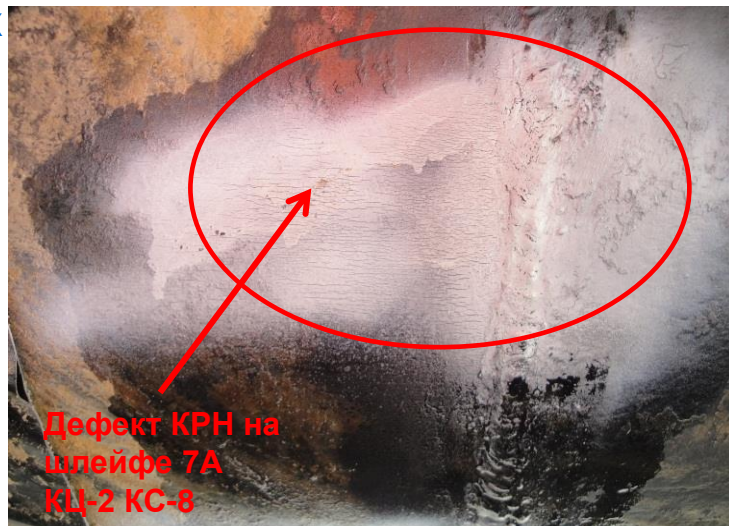
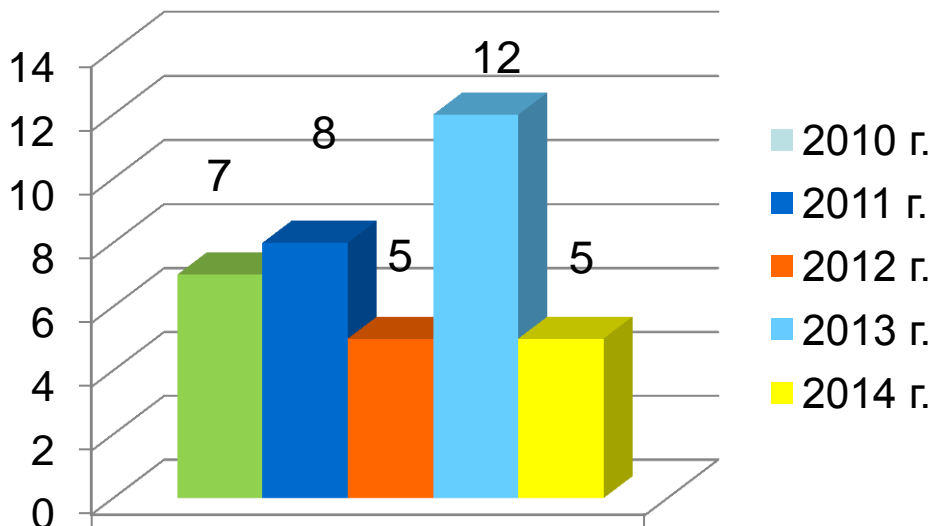
Коррозия на сварном
шве, глубиной 6 мм.



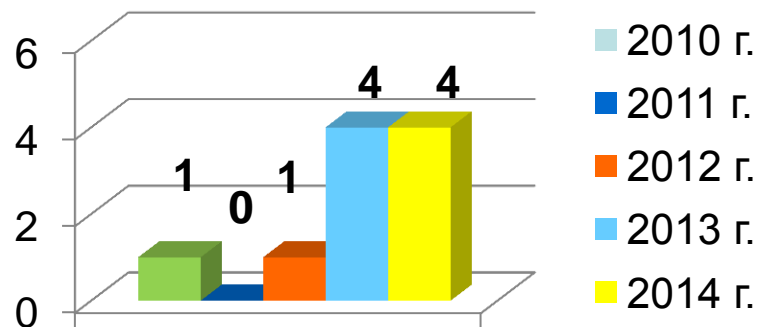
Результаты проведения ВТД выходных шлейфов не дают полной информации о состоянии сварных соединений (наличие коррозии и трещиноподобных дефектов) в связи с тем, что дефекты находятся в мертвой зоне (+/-30-100мм от сварного шва) и не поддаются обследованию.

Наземное обследование и диагностика в шурфах проводится на основании СТО Газпром 2-2.3-412-2010

Количество обследованных шлейфов



Дефекты КРН обнаруженные при шурфовании ТПО



Диагностическое обследование в шурфах при КРТТ на промплощадке (КС-4)

Дефекты КРН выявленные при КРТТ на территории п/п



Оценка технического состояния ТПО КС

1. ВТД выходных шлейфов не дает полной и достоверной информации о техническом состоянии шлейфов.

2. Наземное обследование в шурфах проводится в небольших объемах.

3. ВТД на промплощадке не проводится.

Выявление дефектов КРН методом АЭК

Проведение АЭК на КС-8 (подключающих шлейфах)



В соответствии с предписаниями Ростехнадзора необходимо провести продление ресурса безопасной эксплуатации подземных ТТ КС-8 (согласно СТО Газпром 2-2.3-328-2009)



Определение чувствительности метода по выявлению дефектов КРН, где ранее были выявлены трещины.

Организация исполнитель работ по проведению работ по диагностике подземных ТТ методом АЭК ООО «Прадиком»

Выводы:

❑ 1. Для планирования ремонтов на ЛЧМГ необходимо прогнозировать появление и развитие КРН проводя натурные исследования.

❑ 2. В целях предотвращения отказов по причине КРН требуется совершенствование технологий внутритрубной диагностики и анализа результатов ВТД по выявлению дефектов КРН на ТПО КС.

