

# Диагностирование газопроводов

Преподаватель ВО УПЦ  
Смирнов В.А.

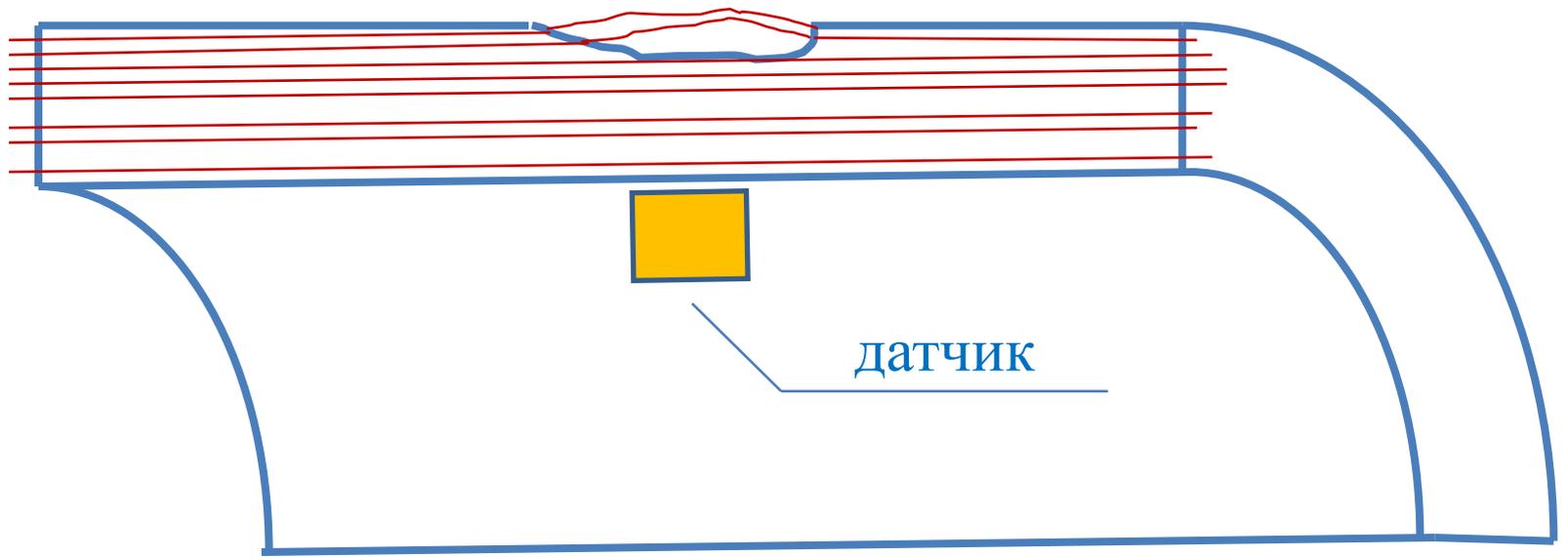
**Основная задача диагностического обследования ЛЧ МГ – обеспечение бесперебойного транспорта газа в соответствии с плановой производительностью МГ при безаварийной его работе и с минимизацией издержек от рисков природного и техногенного характера.**

- Для контроля технического состояния ЛЧ МГ  
применяют следующие основные способы  
диагностирования:**
- внутритрубное диагностирование;**
  - наземное обследование (обходы, шурфование).**

**В качестве основных методов неразрушающего контроля используют:**

- акустические;**
- магнитные;**
- радиографические.**

**Внутритрубное диагностирование газопроводов проводится с целью обнаружения нарушений их формы, механических повреждений стенок труб (овальность, вмятина и др.), дефектов коррозионного происхождения, трещин в сварных соединениях и стенках труб, а также фиксации фактического пространственного положения трубопровода.**



**заключается в том, что когда в намагниченной части трубы имеется дефект сплошности, некоторая часть магнитного потока рассеивается на нем (выходит наружу из стенки трубы) и может быть зафиксировано датчиком, расположенным около поверхности трубы.**

# **Внутритрубное техническое диагностирование**

**Требования к проведению, приемке и  
использованию результатов  
диагностирования.**

**СТО Газпром 2 – 2.3 – 1050 - 2016**

- наличие камер запуска и приема внутритрубных устройств;
- равнопроходное сечение трубопровода:  
(отсутствие неравнопроходной ТПА,  
отсутствие прямых врезок);

- допустимые углы поворота  
 $R_{min} = 5 D_{тр}$ ;
- участок должен быть оснащен установленными маркерами.

**Внутритрубное техническое диагностирование (ВТД):** Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля.

## **Внутритрубный инспекционный прибор (ВИП):**

**Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.**

**Маркер** - приспособление, устанавливаемое над осью трубопровода для привязки к трассе трубопровода данных внутритрубного технического диагностирования.

- подготовка участка МГ к обследованию;
- инспекция газопровода внутритрубными приборами – дефектоскопами;
- обработка, анализ и представление результатов обследования.

# Подготовка участка

**До пропуска ВИП должна быть проведена  
контрольная очистка и калибровка  
газопровода.**

**Совмещение в одном ВТУ очистного и  
калибровочного скребков, если на нем  
установлены калибровочные пластины,  
допускается.**

**Пропуск средств очистки должен проводиться до тех пор, пока вынос грязевых отложений не будет меньше:**

**50 кг для ГП DN более 1000мм;**

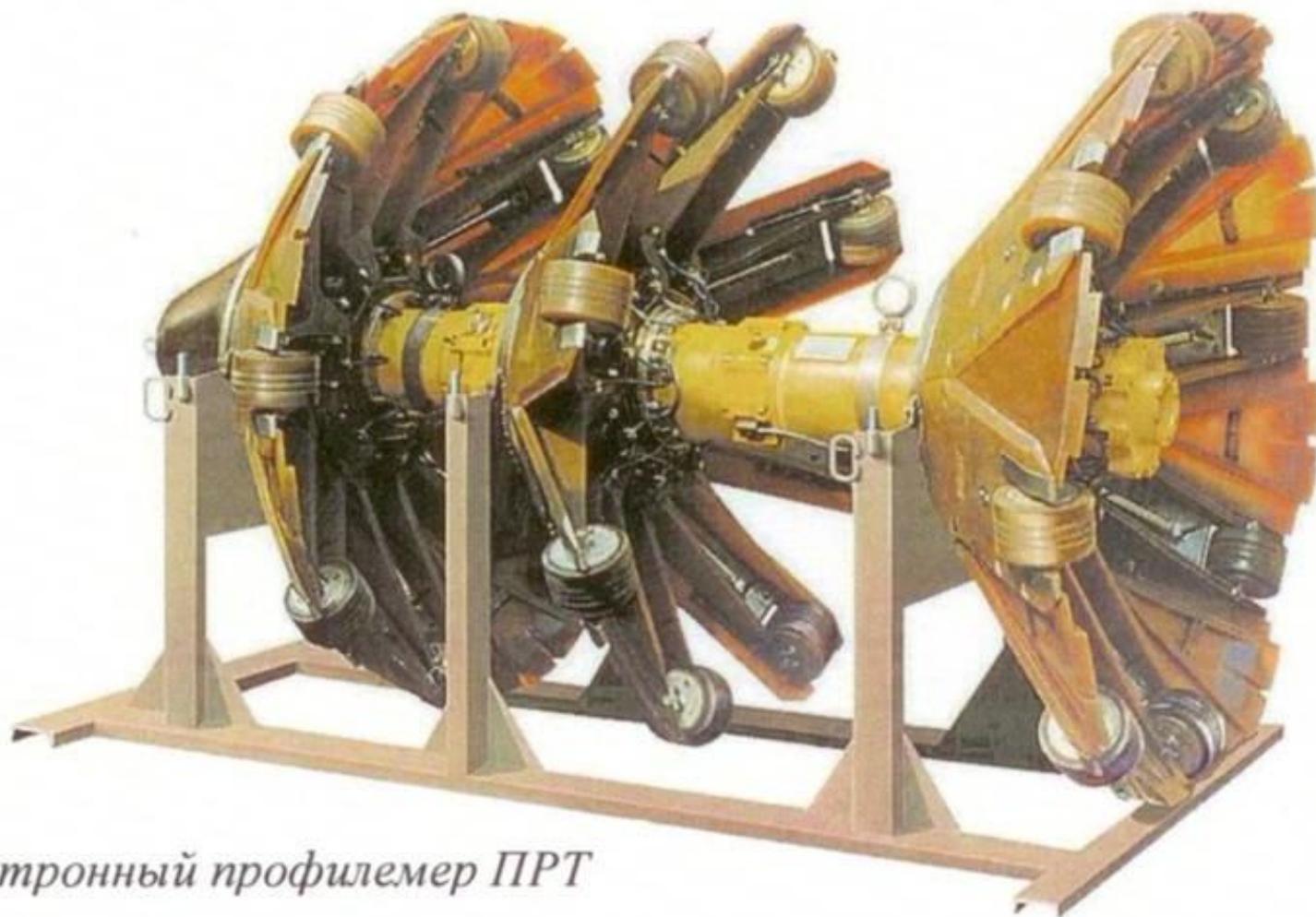
**25 кг для ГП DN 500 – 1000 мм;**

**5 кг для ГП DN менее 500 мм.**



Если после пропуса **скребка-калибра** калибровочные пластины были загнуты, то пропуск **профилемера** после калибровки **обязателен.**





*Электронный профилемер ПРТ*

**После пропуска профилемера производится  
устранение объектов (гофр, вмятин), которые  
препятствуют успешному пропуску ВИП.**

**После устранения непроходимых участков проводят повторную калибровку и, при необходимости, профилемерию.**

После профилеметрии должна проводиться очистка полости газопровода **магнитными очистными скребками.**

Допускается совмещение очистных калибровочных и магнитных очистных скребков в одном снаряде.



**Магнитную очистку проводят до тех пор, пока количество вынесенных отложений не будет меньше:**

**50 кг для ГП DN более 1000мм;**

**25 кг для ГП DN 500 – 1000 мм;**

**5 кг для ГП DN менее 500 мм.**

**После завершения очистки, калибровки и профилеметрии оформляется акт готовности газопровода к пропуску ВИП.**

**После подписания акта готовности газопровода к диагностированию проводят пропуски ВИП.**

# Диагностирование

**Информацию о дефектах стенки трубопровода получаем с помощью приборов – дефектоскопов ДМТ и ДМТП (продольник).**

**Обследование снарядом ДМТП производится в паре со снарядом ДМТ, только в этом случае обеспечивается надежная интерпретация дефектов продольного типа.**

## **ДМТ:**

- **ВЫЯВЛЕНИЕ коррозии и механических дефектов;**
- **ВЫЯВЛЕНИЕ вмятин и гофр;**
- **ВЫЯВЛЕНИЕ аномалий кольцевых сварных ШВОВ.**



## **ДМТП:**

- **выявление продольных трещин глубиной более 20%;**
- **выявление аномалий продольных сварных швов.**



# ОТЧЕТЫ

Не позднее **15 рабочих дней** после получения данных обследования, СО должна передать предварительный отчет.

**Предварительный отчет** должен содержать все найденные к моменту его предоставления опасные дефекты, а также аномалии, рекомендованные СО для инструментального обследования в шурфах.

**Окончательный отчет** предоставляется не позднее **60 рабочих дней** после завершения работ по пропуску ВТУ.

# Использование результатов ВТД

Все выявленные аномалии должны быть разбиты по степени опасности на следующие три категории:

- **«А» дефекты**, подлежащие наружному обследованию в кратчайшие сроки, газопровод с такими дефектами находится в предаварийном состоянии;

- **«В» дефекты**, подлежащие наружному обследованию в плановом порядке, эти дефекты могут быть причиной аварии;

- **«С»** аномалии допустимые при эксплуатации трубопровода без проведения наружного обследования, данные аномалии не должны привести к аварии до следующего ВТД и не нуждаются в наружном обследовании.

**Составляется план наружного обследования дефектов и он проводится для первых двух категорий дефектов.**

**Спасибо за внимание**

Преподаватель ВО УПЦ  
Смирнов В.А.