

$$S_1 = \delta_1 * \delta_2 * S, \text{ м (4.1)}$$

$$S_2 = \delta_1 * \delta_2 * S, \text{ м (4.2)}$$

$\delta_1$ - коэффициент, учитывающий мощность защитного пласта;

$\delta_2$ - коэффициент, учитывающий процентное содержание песчаников в породах между пластами;

S, S-размер защищенной зоны, соответственно при подработке и надработке без учета мощности защитного пласта и процентного содержания песчаников в породах междупластья, м; принимается в зависимости от длины очистного забоя и глубины разработки по “Инструкции”

При пологом падении пластов, по данным МакНИИ, защитными являются пласты, расположенные выше опасного на расстоянии до 45 м, и ниже опасного на расстоянии до 100 м (рис.2).

При подработке, надработке опасного пологого пласта защищенная от выбросов зона со стороны падения и восстания расположена на расстоянии 0.1-0.15 м от вертикальных плоскостей, проходящих через верхнюю и нижнюю границы очистных работ защитного пласта. Расчет размеров зон защиты для пластов пологого падения производится по той же методике, что и для крутопадающих пластов

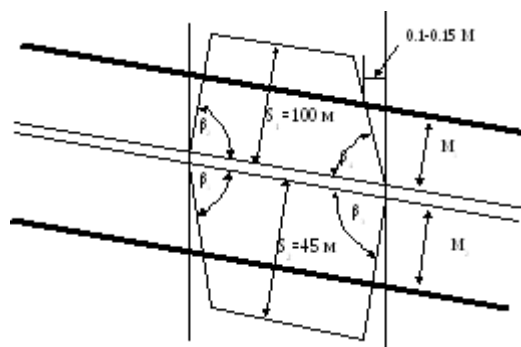


Рис.2 Схема к определению зон защиты для пластов пологого падения

#### Литература

1. Николин В. И. и др. Особенности проявления выбросоопасности при увеличении глубины разработки // Уголь Украины. 1981. – № 5. – С. 33 – 34.
2. Фейт Г. Н. Выбор критериев для оценки выбросоопасности угольных пластов и безопасность горн. работ.— 1974. – Вып. 127. – С. 19 – 26.

## ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**Б.С. Алексеев**

Научный руководитель – кандидат технических наук Е.Н. Пашков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Развитие нефтегазовой отрасли напрямую ведет к развитию всех компонентов, задействованных в данной области. Безусловно, магистральные трубопроводы играют одну из ведущих ролей, поэтому многие компании тщательно подходят к контролю качества своих трубопроводов.

Основной причиной аварийного выхода из строя трубопроводов является коррозия. Сочетание климатических условий и внешних воздействий ведет к местным повреждениям труб. Кроме коррозионных воздействий, аварии могут случаться в результате дефектов в области сварных швов.

Одним из способов контроля состояния магистральные трубопроводов является внутритрубная диагностика. Под внутритрубной диагностикой понимается получение и обработка информации о техническом состоянии системы трубопроводов в целях обнаружения их неисправностей и дефектов, выявления тех областей трубопроводов, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к возникновению неисправностей или утечек.

Актуальность данной работы заключается в правильности выбора методов диагностики магистральные трубопроводов. Так, побывав на производственной практике в ООО «Газпром Добыча Уренгой», я лично столкнулся с важностью диагностики магистральные трубопроводов. Мы принимали участие в процессах запуска и приема дефектоскопов, что в свою очередь вызвало у меня сильнейший интерес к данному процессу.

Основные цели диагностирования трубопроводов:

Планирование ремонтных работ с последующим их проведением

Профилактика возможных неисправностей

Оценка состояния труб после выполненного ремонта

Отсюда следует вывод, что при обслуживании технологических инженерных коммуникаций, проведение данной процедуры обязательно.

Подвергать проверке состояние трубопроводов данного типа необходимо также, когда они уже используются, а не только перед вводом в эксплуатацию. Прежде чем запустить их, специалисты проверяют степень соответствия сварочных швов требованиям ГОСТ и СНиП, исследуют качество соединений и выясняют, сохранилась ли внутренняя целостность труб [1].

В настоящее время существуют четыре метода диагностики:

**Магнитооптическая дефектоскопия**

Магнитный метод внутритрубной диагностики основан на регистрации магнитных полей рассеяния, образующихся при намагничивании стенки трубы. Суть метода заключается в том, что, когда в стенке трубы имеется дефект, часть магнитного потока рассеивается на дефекте, что может быть зафиксировано датчиком, расположенным вблизи поверхности трубы. Намагничивание стенки трубопровода снарядами-дефектоскопами обеспечивается при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом ярме, и гибких металлических щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы [2].

Магнитная диагностика обладает следующими преимуществами:

- высокая чувствительность к дефектам потери металла
- высокая разрешающая способность
- высокая стабильность результатов контроля
- наглядность результатов контроля
- минимальное количество ложных срабатываний

Магнитная дефектоскопия осуществляется комплексом внутритрубных приборов дефектоскопов диаметром от 219мм (8") до 1420мм (56"), включающих:

- Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL)
- Дефектоскоп поперечного намагничивания ДМТП (TFI)
- Интроскоп (MFL+)

Существует несколько принципов работы дефектоскопа, однако при этом существует ряд параметров, по которым можно точно определить оценку оборудования по проведению диагностики методом неразрушающего контроля [4]. При выборе дефектоскопа следует учитывать следующие характеристики.

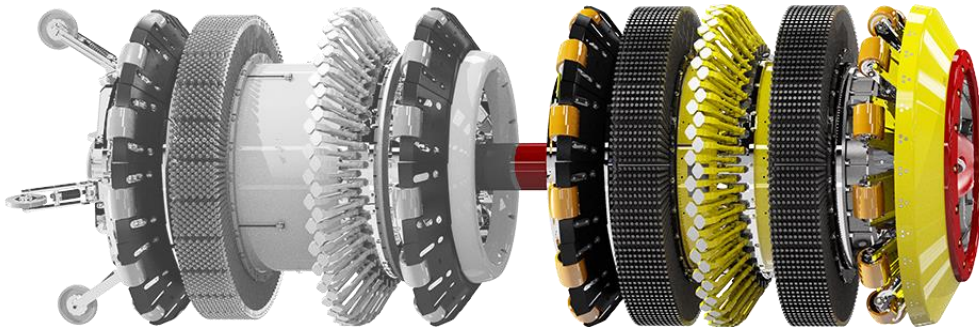
Разрешение дефектоскопа.

Точность определения расположения дефекта.

Скорость диагностики. Как правило, чем быстрее идёт диагностика, тем ниже точность определения дефекта.

Уровень защиты прибора от внешних воздействий. К внешним воздействиям можно отнести влагу, давление, осадки и др.

Температурный режим. Проводя сканирование при критических температурах, прибор может показывать не точные измерения или выйти из строя.



*Рис. 1 Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL)*

**Ультразвуковая диагностика.**

Данным способом проверяется качество соединения компонентов трубопроводов, работающих под высоким давлением и на АЭС. Обусловлено это абсолютной безопасностью ультразвука трубным изделиям. В принцип обнаружения дефектов заложена способность волн ультразвукового диапазона легко проникать сквозь однородный материал. При наличии препятствий волны отражаются [3].

**Опрессовка повышенным давлением**

Такая проверка труб применяется уже достаточно давно. Невысокая себестоимость работ – одно из несомненных достоинств данного способа. Инертные газы, газовая смесь или водяной пар нагнетаются в трубопровод так, чтобы создать внутри него давление, в 5 раз превышающее рабочее. Затем производится осмотр стыков, швов и мест соединения котельного оборудования и труб. Определение участков, в которых происходят утечки пара, осуществляется по наличию на них конденсата [5].

**Видеодиагностика**

Её иное название — теледиагностика. Данный метод позволяет визуально оценить состояние трубопровода. Для анализа используется информация, зафиксированная специальными видеокамерами, смонтированными на проталкиваемом стеклопластиковом прутке, или на роботах. Роботы, перемещаясь внутри магистрали, снимают всё, что встретят на своём пути. Затем изображение анализируется. Эта техника способна выявить грубые нарушения целостности труб, протечки на сегментах в грунтах или закрытых тоннелях, места образования крупных засоров и илистых отложений. Такую методику приняли на вооружение многие профильные строительные компании, поэтому данный метод диагностирования заслуживает отдельного разговора [6].

Вывод: в ходе работы были представлены основные способы внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов, а именно: магнитооптическая дефектоскопия, ультразвуковая диагностика, опрессовка повышенным давлением и видеодиагностика.

**Литература**

1. Матвиенко А.Ф., Балдин А.В., Канайкин В.А. Коррозионное растрескивание под напряжением сталей магистральных газопроводов. Аварийные разрушения// Физика металлов и металловедение. – 1998. – том 86. – вып.2. – С.139 – 146.
2. Канайкин В. А., Зенин Е.И., Патраманский Б. В. О достоверности результатов диагностики газопроводов внутритрубными магнитными дефектоскопами. // Девятая международная деловая встреча «Диагностика – 99», Сочи, 1999, т.2. – С.32 – 37.
3. Плаксин Алексей Игоревич, Шлык Юрий Константинович. Современные методы диагностики герметичности стенок магистрального трубопровода. // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. – 2011. – №2. – С.61 – 64.
4. Чистяков В. В., Молотков С. Л. Сравнительный анализ технических возможностей ультразвуковых дефектоскопов общего назначения. В мире неразрушающего контроля. 2002 № 2 с. 40–44.
5. Липовских В. М. Опыт опрессовки трубопроводов тепловых сетей на повышенное давление. // Журнал "Новости теплоснабжения", № 6 (10), 2001, С. 19 – 21
6. Кретинин О.В., Сизова А.Ю., Туманов А.А., Федосова Л.О Робототехническое устройство для предварительного диагностирования протяженных замкнутых объектов- газопроводов малых диаметров. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1-1.- С. 373.

**РАЗРАБОТКА МЕР БЕЗОПАСНОСТИ ОТ ЯДОВИТЫХ ГАЗОВ, ОБРАЗОВАННЫХ ПРИ  
БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТАХ НА ТРУБКЕ «ЗАРЯ»**

**А.Н. Анисимов**

Научный руководитель д.т.н. профессор Н.Н. Гриб

**Технический Институт (филиал) Северо-Восточного университета им. М.К. Аммосова,  
г. Нерюнгри, Россия**

Кимберлитовая трубка «Заря» находится на юго-западной окраине Анабарской антеклизы в зоне сочленения с Тунгусской синеклизой, где широко развиты нижнепалеозойские карбонатные породы, перекрытые на значительной части верхнепалеозойскими терригенными отложениями, интродуцированными и бронированными нижнетриасовыми породами трапповой формации.

Кимберлитовая трубка «Заря» полностью перекрыта толщей терригенных образований каменноугольного возраста и породами траппового комплекса пермо-триаса.

Мощность перекрывающих трубку пород варьирует от 84,8 м на северо-западном фланге до 114 м на юго-восточном, в среднем составляя 103 м. [1].

Терригенные отложения, ранее перекрывавшие кимберлитовое тело, практически полностью уничтожены интрузией долеритов и сохранились лишь фрагментарно в углублениях на поверхности рудного тела, либо в виде оторванных и приподнятых блоков. Представлены они преимущественно разномасштабными песчаниками айхальской свиты с прослоями алевролитов, углистых алевролитов. Мощность терригенных отложений колеблется от 7,4 м до 31,6 м.

Основная часть разреза перекрывающих пород представлена разнокристаллическими долеритами первой фазы внедрения. Максимальная мощность траппов над трубкой составляет 111,6 м, минимальная – 14 м (рис.1) [1].

На различных уровнях геологического разреза залегают туфогенные образования, представленные в основном туфами основного состава, реже туфопесчаниками (от 2,0 до 12,0 м). Суммарная мощность их достигает 82,5 м.

И естественно для того чтобы получить доступ к залежам полезного ископаемого через столь крепкие породы придется прибегнуть к буровзрывному методу, которое не только весьма затратное, но и опасное.

[3] Согласно разделу VII п.12 «Единых правил безопасности при ведении взрывных работ на открытых месторождениях» учет газоопасности взрыва и установление безопасного расстояния должно осуществляться при одновременном взрывании зарядов на выброс общей массой более 200 т, таким образом, с учетом того, что на карьере осуществляются взрывы только на рыхление, а также одновременное взрывание зарядом с общей