

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Надежность трубопроводов в существенной степени зависит от состояния противокоррозионной защиты и, в частности от состояния изоляционного покрытия. Известно, что материал изоляции под влиянием специфических условий нахождения в грунтовой среде стареет и изменяет во времени свои защитные свойства. К настоящему времени стало очевидным, что полимерные ленточные покрытия из-за сложной технологии нанесения и низких показателей механической прочности для защиты от коррозии оказались мало пригодны, и на ряде участков газопроводов утратили работоспособность.

УДК 622.692.4

Агиней Р.В. (филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - «Севернипгаз»),
Фуркин А.В. (филиал ООО «Электрогаз» - «Вологдаэлектрогаз»)

4

В этой связи большое значение имеет изучение закономерностей изменения защитной способности покрытий и методов выявления различных типов повреждений покрытий. Применяемые в настоящее время электрические методы, оценивающие защитные свойства изоляции, оказались мало пригодны применительно к покрытиям полимерными лентами и связанной с ними проблеме т.н. «подпленочной» коррозии. Возникла необходимость в совершенствовании известных методов, что позволило бы эффективнее выявлять наиболее поврежденные участки газопроводов с целью выборочного ремонта изоляции.

Предлагаемая методика прогнозирования состояния изоляционного покрытия заключается в расчете индекса состояния изоляции (ИСИ) на основе параметров физико-механических свойств грунта, электрохимзащиты,

интенсивной электрометрии, показателя качества строительства. Для этого выполняют ранжирование изоляции по ИСИ и классификации повреждений и назначают к переизоляции участки газопроводов с критическим состоянием изоляции.

ПРИ ЭТОМ ИСПОЛЬЗУЮТ СЛЕДУЮЩИЕ ИСХОДНЫЕ ДАнные:

1. Материалы инженерно-геологических изысканий:

- геолого-литологический разрез;
- данные уровня грунтовых вод;
- данные физико-механических свойств грунтов.

2. Параметры ЭХЗ:

- режимы работы УКЗ;
- результаты периодических замеров разности потенциалов «труба-земля».

3. Результаты интенсивной электрометрии;

4. Проектные и исполнительные данные на изоляцию и балластировку:

- тип покрытия;
- данные о балластировке;
- условия нанесения покрытия.

В графическом виде выполняют схему (чертеж), содержащую геолого-литологический разрез и данные интенсивной электрометрии. При этом линейные координаты интенсивной электрометрии приводят к координатам геолого-литологического разреза, взятым в качестве базовых координат, в следующей последовательности.

1. Выделяют и отмечают на разрезе линейные координаты контрольных реперов, фиксируемые как на геологическом разрезе, так и на данных интенсивной электрометрии - река, ручей, дорога, ЛЭП, УКЗ, крановый узел и т.д.

2. Разбивают исследуемый участок газопровода на отрезки протяженностью 0,5 ÷ 2,0 км ограниченные контрольными реперами.

3. Определяют координаты точек измерения интенсивным методом внутри

отрезка с соответствующим шагом измерения S (обычно 5 метров):

$X: x_0, x_1 \dots x_m$ - координаты точек базового ряда (по данным инженерно-геологических изысканий), $x_i - x_{i-1} = S$, где $i \in [0; m]$;

$Y: y_0, y_1 \dots y_n$ - координаты по результатам интенсивной электрометрии, $y_j - y_{j-1} = S$, где $j \in [0; n]$.

4. Приравнивают координаты контрольных реперов ряда $Y(y_0, y_n)$ к координатам ряда $X(x_0, x_m)$, для этого изменяют шаг S ряда Y таким образом, чтобы обеспечить соответствие привязок реперов к базовым рядом.

5. Вычисляют координаты промежуточных рядов X^i и Y^i по формулам

$$y_i^i = y_i - y_0 \quad (1)$$

$$x_i^i = x_i - x_0 \quad (2)$$

6. Определяют коэффициент несоответствия:

$$K = x_m^i / y_n^i \quad (3)$$

7. Рассчитывают скорректированные значения координат ряда Y^i :

$$y_{ii}^i = y_i^i \cdot K - x_0 \quad (4)$$

По геолого-литологическому разрезу участка определяют категорию и мощность грунта. Идентифицируют физико-

механические свойства грунта по инженерно-геологическим элементам (ИГЭ) в соответствии с табл.

Определяют глубину заложения трубопровода путем вычитания из вертикальной отметки поверхности трассы проектных отметок дна траншеи. Определяют угол горизонтального наклона трассы газопровода: находят точку (или точки) изменения горизонтального наклона дна траншеи, разделяют участок газопровода на отрезки ограниченные точками начала и конца участка (точками) изменения наклона дна траншеи.

В случае отсутствия указанных точек, угол наклона определяют целиком для исследуемого участка МГ. Угол наклона α рассчитывают по формуле:

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right), \quad (5)$$

где Δy и Δx - соответственно изменение вертикальных и горизонтальных отметок траншеи на выделенных отрезках участка МГ.

Уровень грунтовых вод (УГВ) по отношению к трубопроводу определяют из данных геологического разреза для каждой линейной координаты участка. Величину сезонных изменений УГВ определяют из дополнительной информации указанной на геологическом разрезе.

СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЯЯ И НАРУЖНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



ООО «ЮКОРТ» ОКАЗЫВАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВИДЫ УСЛУГ:

- Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе высоковязких материалов на трубы диаметром 114-720 мм;
- Нанесение наружного двух- и трёхслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена на трубы диаметром 89-720 мм;
- Изготовление отводов холодного гнутья диаметром от 114 до 530 мм с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.
- Изготовление гнутых отводов с нагревом ТВЧ диаметром от 89 до 426 мм.
- Изготовление и антикоррозионная изоляция фасонных деталей трубопроводов, сварных узлов.
- Ревизия, гидроиспытание, антикоррозионная изоляция запорной арматуры Ду 50-800 мм.

Прием трубы и отгрузка готовой продукции может осуществляться по железной дороге или автотранспортом.

Продукция ООО «ЮКОРТ» сертифицирована в системе добровольной сертификации ГОСТ Р.

Система менеджмента качества ООО «ЮКОРТ» в 2009 г. сертифицирована в ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь» на соответствие требованиям стандартов ISO 9001:2008 и ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

ООО «ЮКОРТ». Почтовый адрес: 628309, РФ, ХМАО - Югра, г. Нефтеюганск, 6 мкр., д. 28

Тел: +7 (3463) 23-05-17 • Факс: +7 (3463) 25-15-24 • E-mail: yucort@rnservice.ru • www.yucort.ru

Таблица. Классификация грунтов по геологическим признакам и физико-механическим свойствам

ИГЭ	НОМЕНКЛАТУРНЫЙ ВИД	ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ				
		плотность, г/см ³	влажность	угол внутреннего трения, °	сцепление, кПа	модуль деформации, МПа
Торф разной степени разложения	Биогенные отложения (вIV)	0,9 – 1,1		35°...40°	8,3...10	11...15,3
Супесь пластичная	Нерасглененные аллювиально - озерно -аллювиальные отложения (а III - IV - а II – III)	1,95	0,18	19° 12 ^l	9,8	8,2
Песок пылеватый		1,3 ... 1,6		32°	5	23
Песок мелкий		1,27... 1,54		34°	3	33
Песок средней крупности		1,4 ... 1,64		38°	2	40
Суглинок мягкопластичный		2,1 ... 2,21	0,2 ... 0,22	19°	25	17
Суглинок текучий и текучепластичный		2,11 .. 2,21	0,28 ...0,29	19°	25	
Суглинок тугопластичный		2,18	0,18 .. 0,19	23° 42 ^l	37,5	29,9
Суглинок полутвердый		2,18...2,19	0,14...0,18	25°...26°	46...47	33.3...34
Глина мягкопластичная		2,08	0,29	15°	45	
Глина тугопластичная		1,93	0,32	15° 36 ^l	41,8	14,4
Суглинок тугопластичный	Лезниновые отложения (q 11)			21°	25,5	30
Глина тугопластичная		2,1	0,25	18°	57	35

По результатам интенсивной электрометрии вычисляют средние значения измеренных «кажущихся» поперечных градиентов потенциала («воронок напряжения») по формуле:

$$U_1^k = \frac{U_1^{лев} + U_1^{пр}}{2}, \quad (6)$$

где $U_1^{лев}$, $U_1^{пр}$ – соответственно, измеренные значения левого и правого градиента потенциала, мВ.

Строят график зависимости изменения «кажущихся» поперечных градиентов потенциала и потенциала «труба-земля» без омической составляющей по линейной координате исследуемого участка, используя адаптированную привязку.

ИСПОЛЬЗУЯ ПРОЕКТНУЮ И ИСПОЛНИТЕЛЬСКУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ, ОПРЕДЕЛЯЮТ:

- наличие и тип балластировки МГ;
- характеристику изоляционного покрытия;
- удельное электрическое сопротивление грунта (с шагом 100 м);
- время, прошедшее между нанесением изоляции и засыпкой МГ;
- температура воздуха при нанесении изоляционного покрытия;
- углы поворота трассы МГ на исследуемом участке.

Рассчитывают максимальную температуру перекачиваемого продукта в следующей последовательности.

Анализируют данные измерений температуры на KC_i и KC_{i+1} (i – порядковый номер станции), в пределах действия которых, расположен исследуемый участок, за предшествующий пятилетний период времени. Определяют максимальные температуры на выходе KC_i и входе KC_{i+1} , соответственно $t_{вых}$ и $t_{вх}$. На координатной плоскости строят точки с координатами $(t_{вых}; 0)$ и $(t_{вх}; L)$, где L – расстояние между KC_i и KC_{i+1} . Аппроксимируют точки экспоненциальной зависимостью вида:

$$t = t_{вых} e^{-kl},$$

где k – константа, l – линейная координата точки с неизвестной температурой, км.

Подставив в полученную зависимость значение координаты l , получают искомую температуру.

Определяют ИСИ на исследуемом участке в следующей последовательности.

Отмечают точки расчета ИСИ с шагом 5 м или 10 м. По таблицам с расчетными коэффициентами определяют индекс каждого из десяти факторов, контролирующих образование того или иного дефекта (повреждения) покрытия для каждой точки расчета ИСИ.

В случае, когда в точке расчета ИСИ геологический разрез представлен различными типами грунтов индекс I_i , i -того контролирующего фактора (например,

плотность грунта), рассчитывается как средневзвешенное значение по формуле:

$$I_i = \frac{\sum_{j=1}^n I_{ij} h_j}{H}, \quad (7)$$

где h_j – мощность j -того пласта грунта в сечении разреза;

n – количество типов грунта в сечении;

H – глубина траншеи, м

Перемножением десяти индексов факторов получают значения ИСИ по которым строят графические эпюры для каждого вида повреждения.

Выделяют и отмечают на чертеже участки газопровода с высокой (более 50%) вероятностью повреждения, критерием которой являются значения ИСИ > 0,001.

Проводят окончательную оценку состояния изоляции с выделением наилучших участков, в том числе с учетом данных коррозионного прогнозирования и назначают участки газопроводов для контрольного шурфования с целью оценки фактического состояния изоляции и коррозионного состояния.

По результатам анализа для переизоляции рекомендуют участки газопроводов, имеющие высокие расчетные показатели плотности сквозных повреждений изоляции, вероятности отслаиваний, гофр изоляции, коррозии и стресс коррозии, и состояние которых подтверждено контрольным шурфованием.