

## КЛАССИФИКАЦИЯ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

**Валюшок А.В.<sup>1,2)</sup>, Гареев А.Г.<sup>1)</sup>, Блинов И.Г.<sup>2)</sup>, Насреев А.А.<sup>2)</sup>**

<sup>1)</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет

<sup>2)</sup> ООО НПВП «Электрохимзащита» (г. Уфа)

Статистика отказов магистральных нефтегазопроводов показывает, что причиной каждой третьей аварии на проложенном в грунте трубопроводе является электрохимическая коррозия, степень влияния которой недостаточно учитывается при оценке потенциальной опасности сооружения. Поэтому авторами предпринимается попытка создания комплексного подхода к оценке потенциальной опасности подземного сооружения с учетом степени влияния каждого из коррозионных факторов в отдельности.

Для реализации этого выделены основные коррозионные факторы, снижающие безопасность эксплуатации трубопроводных систем в условиях подземной (электрохимической) коррозии:

- ✓ Наличие на внешней поверхности трубопровода коррозионных язв по результатам внутритрубной диагностики (ВТД);
- ✓ Коррозионная активность грунта;
- ✓ Состояние изоляционного покрытия трубопровода;
- ✓ Уровень катодной поляризации защищаемого сооружения;
- ✓ Влияние на защищаемое сооружение блуждающих токов.

Далее предложены математические зависимости соответствующих каждому коррозионному фактору коэффициентов, зависящих от критериев опасности. Зависимость опасности какого-либо фактора от численного значения соответствующих критериев не всегда носит линейный характер. Поэтому предложенные модели выбирались исходя из физических соображений. Критические и пограничные значения приняты из существующей нормативно-технической документации и многолетнего опыта проведения комплексных обследований.

1. Для оценки потенциальной опасности  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам ВТД предложена зависимость, которая в общем

виде выглядит следующим образом:

$$k_i^{ВТД} = \frac{\sum_{j=1}^P H_{ij}}{3P_i H_{кр}} + \frac{\sum_{j=1}^P V_{ij}}{3P_i V_{кр}} + \frac{P_i}{3P_{кр}} \quad (1)$$

где  $k_i^{ВТД}$ , [0;1] – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам ВТД;

$H_{ij}$  – глубина единичного обнаруженного дефекта, мм;

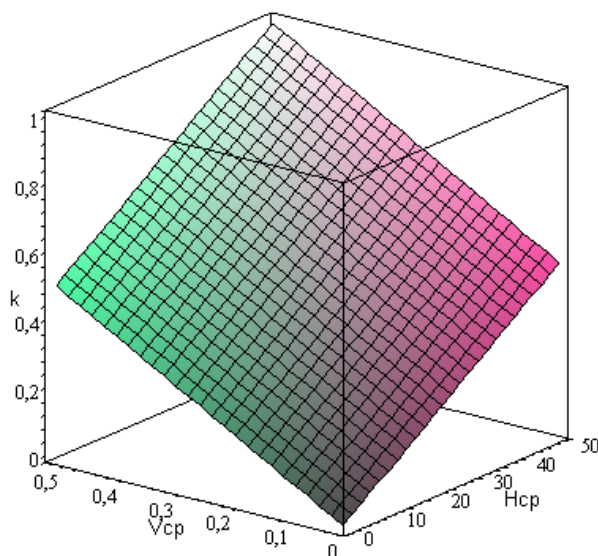
$V_{ij}$  – скорость коррозии в месте обнаружения единичного дефекта, мм/год;

$P_i$  – плотность (количество) обнаруженных дефектов на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$H_{кр}$  – критическое значение потери металла, принято равным 50%;

$V_{кр}$  – критическое значение скорости коррозии, принято равным 0,5 мм/год;

$P_{кр}$  – критическое значение плотности дефектов, принято равным 100 шт/км.



$H_{cp}$  – средняя глубина дефектов на участке, мм;

$V_{cp}$  – средняя скорость коррозии на участке мм/год.

*Рисунок 1. Зависимость потенциальной опасности локального участка трубопровода от глубины обнаруженных язв и скорости их образования*

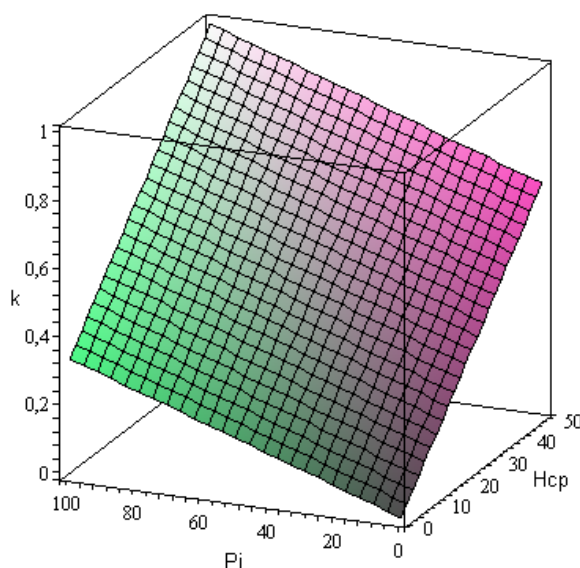
Если на обследуемом участке частичной замены трубопровода за период эксплуатации не производилось, то глубина дефекта и скорость потери металла величины пропорциональные (рис. 1). В этом случае:

$$\frac{\sum_{j=1}^P H_{ij}}{P_i H_{кр}} = \frac{\sum_{j=1}^P V_{ij}}{P_i V_{кр}} \quad (2)$$

Тогда зависимость общей потенциальной опасности локального участка трубопровода можно представить следующим образом:

$$k_i^{ВД} = \frac{2 \sum_{j=1}^P H_{ij}}{3 P_i H_{кр}} + \frac{P_i}{3 P_{кр}} \quad (3)$$

В графическом виде зависимость 3 будет выглядеть следующим образом:



$H_{cp}$  – средняя глубина дефектов на участке, мм;  $P_i$  – плотность дефектов на участке, шт.

*Рисунок 2. Оценка потенциальной опасности локального участка трубопровода по результатам ВТД (в случае отсутствия капитального ремонта трубопровода за период эксплуатации на обследуемом участке)*

2. Для оценки потенциальной опасности  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам обследования коррозионной активности грунтов

предложена следующая зависимость:

$$k_i^{КАГ} = 0,5e^{-0,005 \frac{\sum_{j=1}^n \rho_{ij}}{n}} + 0,25 \lg \left( \frac{\rho_i^{\max}}{\rho_i^{\min}} \right) \quad (4)$$

где  $k_i^{КАГ}$ , [0;1] – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам обследования коррозионной активности грунтов;

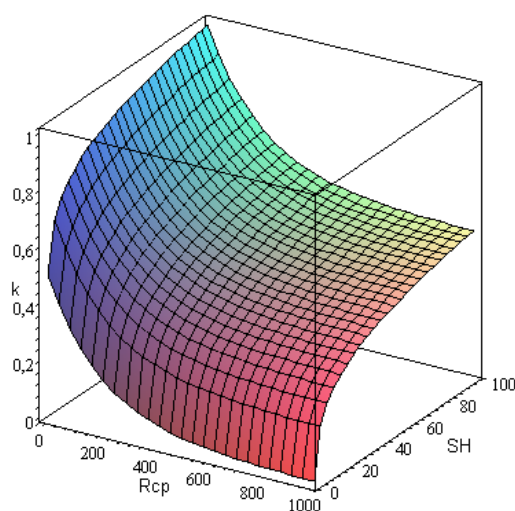
$\rho_{ij}$  – элементарное значение измеренного удельного электрического сопротивления (УЭС) грунта, Ом·м;

$n$  – количество измеренных значений УЭС грунта на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$\rho_i^{\max}$  – максимальное значение УЭС грунта на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$\rho_i^{\min}$  – минимальное значение УЭС грунта на  $i$ -том локальном участке трубопровода.

На рис. 3 представлена зависимость 4 в графическом виде.



$R_{cp}$  – среднее значение УЭС грунта на участке, Ом·м;

$S_H$  – степень неоднородности грунтов  $\left( S_H = \frac{\rho_i^{\max}}{\rho_i^{\min}} \right)$ .

Рисунок 3. Оценка степени влияния коррозионной активности грунтов на потенциальную опасность локального участка трубопровода

3. Для оценки потенциальной опасности  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам обследования состояния изоляции в предложена следующая зависимость:

$$k_i^{ПИ} = 1 - e^{-0,05N_i^{np}} \quad (5)$$

$$N_i^{np} = N_i^M + 2N_i^{cp} + 3N_i^{kp} \quad (6)$$

где  $k_i^{ПИ}$ ,  $[0;1]$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность  $i$ -того локального участка трубопровода по результатам обследования состояния изоляции;

$N_i^{np}$  – приведенное количество дефектов изоляции на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$N_i^M$  – количество мелких дефектов изоляции на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$N_i^{cp}$  – количество средних дефектов изоляции на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$N_i^{kp}$  – количество крупных дефектов изоляции на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

В графическом виде зависимость 5 будет выглядеть следующим образом:

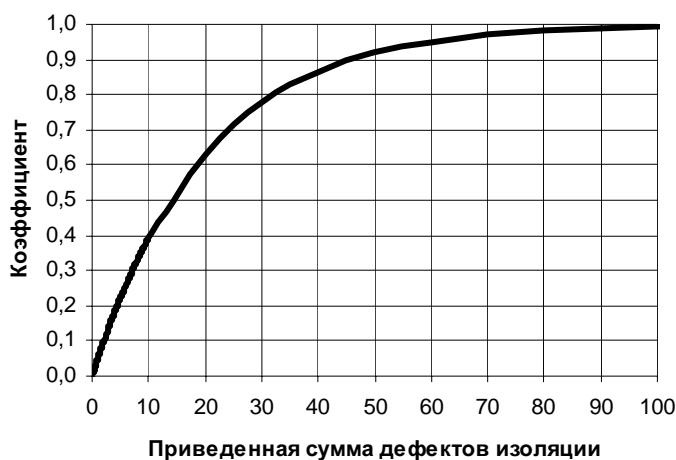


Рисунок 4. Оценка потенциальной опасности локального участка трубопровода по результатам обследования состояния изоляции

4. Для оценки потенциальной опасности  $i$ -того локального участка трубопровода по степени защищенности катодной поляризацией предложена следующая зависимость:

$$k_i^{KP} = 1 - e^{-5 \frac{L_i^{HP}}{L_i}} \quad (7)$$

где  $k_i^{KP}$ ,  $[0;1]$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность  $i$ -того локального участка трубопровода по степени защищенности катодной поляризацией;

$L_i^{HP}$  – протяженность участков с недостаточной катодной поляризацией на  $i$ -том локальном участке трубопровода, м;

$L_i$  – общая протяженность  $i$ -того локального участка трубопровода, м.

В графическом виде зависимость 7 будет выглядеть следующим образом:

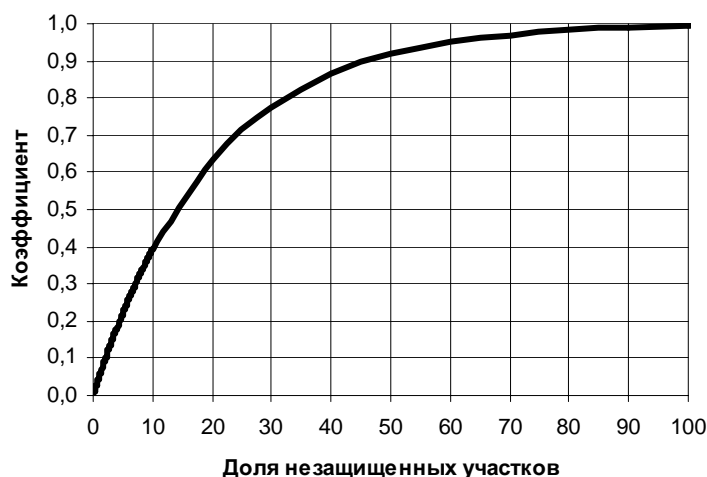


Рисунок 5. Оценка потенциальной опасности локального участка трубопровода по степени защищенности катодной поляризацией

5. Для оценки потенциальной опасности  $i$ -того локального участка трубопровода при влиянии блуждающих токов предложена следующая зависимость:

$$k_i^{BT} = 1 - e^{-0,5 |U_i^{\max} - U_i^{\min}|} - 0,5 \frac{t_i^{\text{защ}}}{t_i^{\text{общ}}} \quad (8)$$

где  $k_i^{BT}$ ,  $[0;1]$  – коэффициент, характеризующий зависимость коррозионной

опасности  $i$ -того локального участка трубопровода от влияния блуждающих токов;

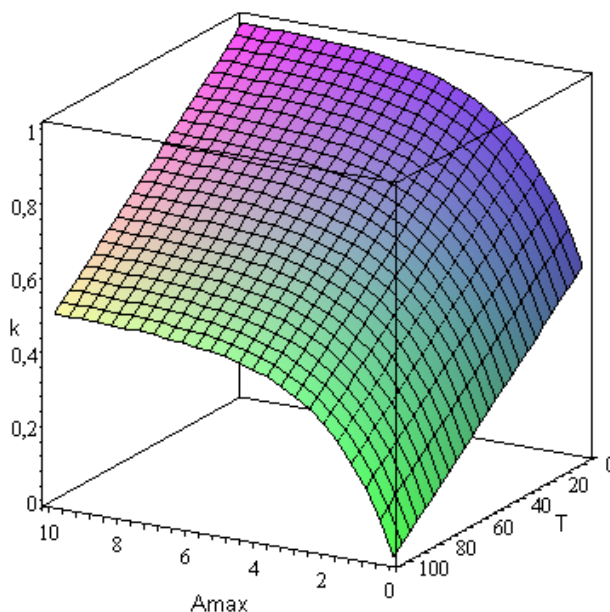
$U_i^{\max}$ ,  $U_i^{\min}$  – максимальное и минимальное мгновенные значения потенциала, обнаруженные на  $i$ -том локальном участке трубопровода;

$t_i^{\text{защ}}$  – время, в течение которого на обследуемом участке наблюдался защитный потенциал;

$t_i^{\text{общ}}$  – общее время обследования.

$$\text{При } A_{\max} = |U_i^{\max} - U_i^{\min}| < 0,04 \quad k_i^{BT} = 0 \quad 9)$$

В графическом виде зависимость 8 представлена на рис. 6.



$A_{\max}$  – максимальная амплитуда блуждающих токов на участке, В;

$T$  – время, в течение которого наблюдался защитный потенциал, %.

*Рисунок 6. Оценка потенциальной опасности локального участка трубопровода при влиянии блуждающих токов*

Суммарный коэффициент, характеризующий общее коррозионное состояние (ОКС) локального участка трубопровода и снижающий безопасность

эксплуатации трубопроводной системы, определяется как среднее значение полученных показателей:

$$k_{OKC} = \frac{k_{ВТД} + k_{КАГ} + k_{ПИ} + k_{КП} + k_{БТ}}{5} \quad (10)$$

Для окончательного ранжирования локального участка трубопровода с точки зрения промышленной безопасности, необходимо, помимо общего коррозионного состояния конкретного объекта, учесть такие факторы как тип транспортируемого вещества, рабочее давление, удаленность от ближайшего населенного пункта и т.п. Для этого достаточно учитывать существующую классификацию магистральных трубопроводов на классы и категории.

*Таблица 1. Зависимость максимального значения опасности участка трубопровода в зависимости от класса объекта и категории участка*

Категория \ Класс	В	I	II	III	IV
I	10	9	8	7	6
II	9	8	7	6	5

Общая потенциальная опасность участка трубопровода по 10-ти балльной системе рассчитывается по формуле:

$$D = D_H \times k_{OKC} \quad (12)$$

где  $D$  – потенциальная опасность участка трубопровода по 10-ти балльной системе;

$D_H$  – максимальное значение опасности участка трубопровода в зависимости от класса объекта и категории участка без учета коррозионного состояния.  $D_H$  определяется из таблицы 1.

Предложенная авторами классификация по потенциальной опасности участков подземных нефтегазопроводов, учитывающая основные коррозионные факторы, позволит увеличить эффективность планирования ремонтных и диагностических работ, повысив при этом безопасность эксплуатации трубопроводной системы в целом.



### Литература

1. Владимиров А.И., Кершенбаум В.Я. Промышленная безопасность магистрального трубопроводного транспорта// Учебное пособие. – М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2005 г. – 600 с.
2. Владимиров А.И., Кершенбаум В.Я. Техническое регулирование и промышленная безопасность. Магистральные трубопроводы// Учебное пособие. – М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2004. – 364 с.
3. Мурзаханов Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов// Учебное пособие. – М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2005. – 72 с.
4. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов (РД 12-411-01). Серия 12. Выпуск 3/ Колл. авт. – М.: ФГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 104 с.
5. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии// ГОСТ 9.602-89/ Изд. официальное. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 53 с.