

# К ВОПРОСУ ОБ УТОЧНЕНИИ СТЕПЕНИ КОРРОЗИОННОЙ ОПАСНОСТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

И.Г. Блинов, к.т.н., директор; А.В. Валушок, к.т.н., ведущий инженер; А.В. Старочкин, главный инженер, ООО НПВП «Электрохимзащита»

Существует множество факторов, характеризующих коррозионное состояние подземного сооружения: коррозионная активность грунта, состояние изоляционного покрытия, уровень катодной поляризации, влияние блуждающих токов и т.д. В составе каждого из них свои показатели, косвенно и обособленно характеризующие общую потенциальную опасность объекта в целом с точки зрения промышленной безопасности.

Подземные магистральные трубопроводы – потенциально опасные промышленные объекты, одной из основных причин повреждений которых является коррозионное воздействие [1].

Существующая в настоящее время классификация нефтепроводов позволяет выделить участки умеренной (УКО), повышенной (ПКО) и высокой коррозионной опасности (ВКО) [2]. Причем опасным считается участок, на котором один из критериев достигает критического значения. Однако наличие критического значения одного из критериев при отсутствии остальных может в ряде случаев незначительно влиять на общую потенциальную опасность участка трубопровода. И наоборот, иногда возникает ситуация, когда ни

один из критериев не достигает критического значения, а их совокупность значительно повышает риск возникновения электрохимической коррозии. Поэтому наряду с существующей классификацией разумно применять комплексный подход к оценке опасности участков нефтепроводов, учитывающий не только достижение одного из критериев критического значения, а суммарное влияние наиболее значимых факторов, снижающих безопасность эксплуатации подземных коммуникаций.

Для сложения различных факторов нужно привести их количественное значение к одинаковым единицам измерения и интервалам изменения. Для решения этой проблемы специалистами ООО НПВП «Электрохимзащита» была предпринята попытка

привести вышеупомянутые факторы к единому количественному показателю, т.е. предложен комплексный подход к оценке потенциальной опасности подземного сооружения с учетом степени влияния каждого из коррозионных факторов в отдельности.

Для определения факторов, влияющих на коррозионную опасность, был проведен опрос специалистов в области электрохимической защиты.

## К ОПРОСУ БЫЛ ПРЕДЛОЖЕН ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ:

- 1) наличие коррозионных язв по результатам дефектоскопического и шурфового обследования, их глубина и скорость потери металла;
- 2) коррозионная агрессивность грунта;

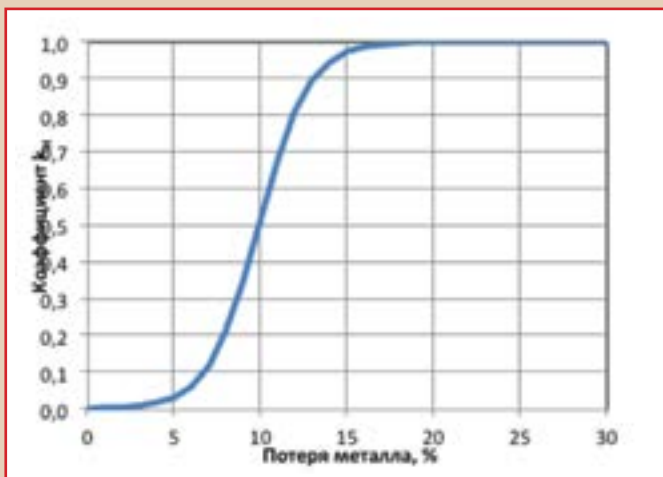


Рис. 1а. Зависимость потенциальной опасности участка трубопровода от глубины выявленных дефектов

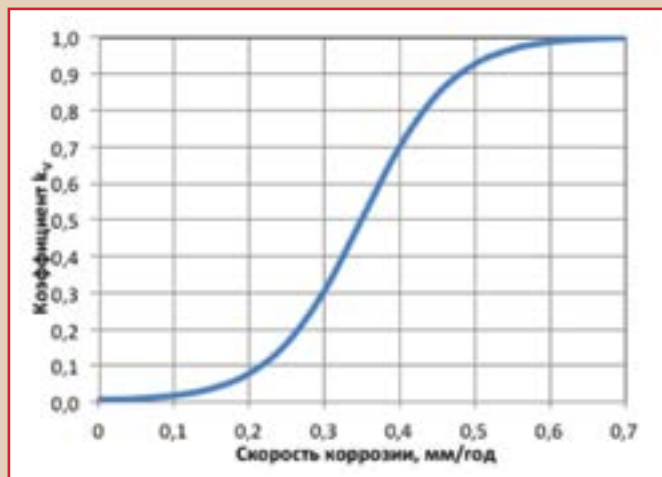
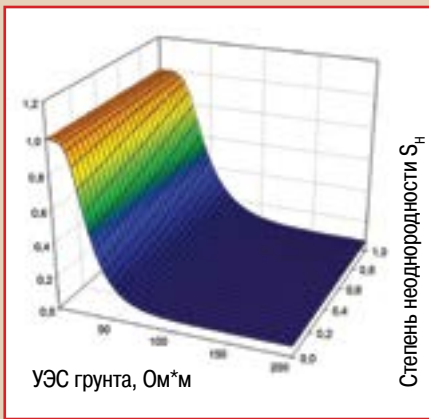
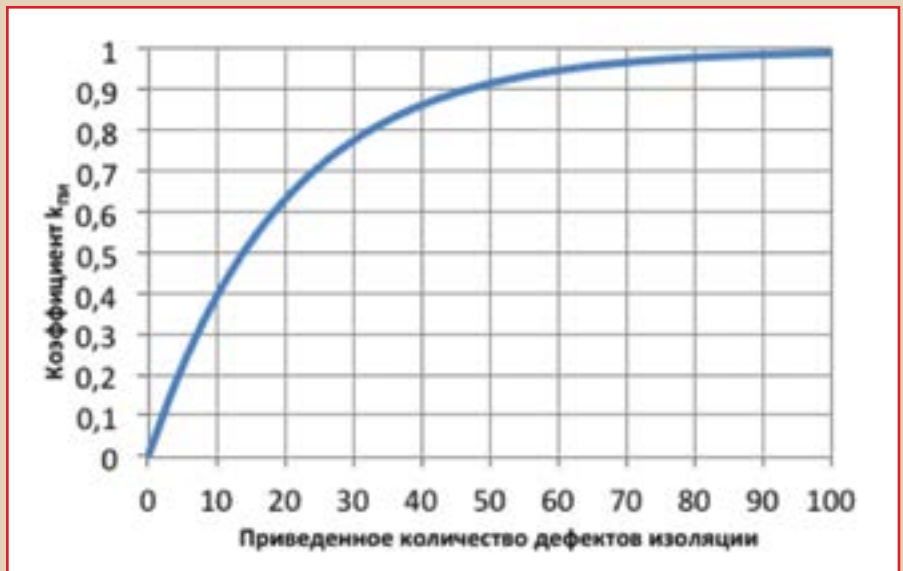


Рис. 1б. Зависимость потенциальной опасности участка трубопровода от скорости коррозии



**Рис. 2.** Оценка степени влияния коррозионной активности грунтов на потенциальную опасность локального участка трубопровода



**Рис. 3.** Оценка степени влияния состояния изоляции на потенциальную опасность локального участка трубопровода

3) состояние изоляционного покрытия трубопровода;  
 4) эффективность электрохимической защиты, т.е. уровень катодной поляризации подземного сооружения;  
 5) Влияние на сооружение постоянных блуждающих токов.  
 В ходе опроса можно было оценить вклад предложенных факторов в общую опасность либо добавить свой, который не учтен в опросе. По результатам группового учета аргументов

был добавлен фактор влияния на сооружение наведенных переменных токов.  
 Для количественной оценки отдельных факторов предложены математические зависимости соответствующих каждому коррозионному фактору коэффициентов. Зависимость опасности какого-либо фак-

тора от численного значения соответствующих критериев не всегда носит линейный характер [3]. Поэтому предложенные математические модели выбирались исходя из динамики протекания электрохимических процессов с точки зрения теории. Критические и пограничные значения приняты из существующей нор-

**ВНИМАНИЕ!**

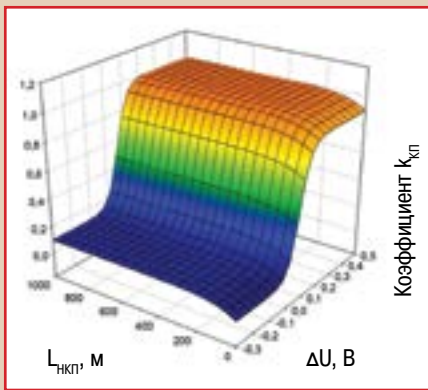
Открыта подписка на журналы «ТЕРРИТОРИЯ «НЕФТЕГАЗ» и «КОРРОЗИЯ «ТЕРРИТОРИИ «НЕФТЕГАЗ»!  
 Журналы можно получать в России и в любой стране мира.  
 Подписка оформляется с любого месяца!

Оформить подписку Вы всегда можете:

- в редакции – по адресу 119501 Москва, а/я 891, издательство «Камелот Пабблишинг», редакция журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ», тел. +7 (495) 276 0973, e-mail: info@neftegas.info
- по каталогу Роспечати – подписной индекс 36129

<b>СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ</b>	<b>по России:</b>	<b>для стран СНГ:</b>
1 номер любого журнала .....	1400 рублей .....	1800 рублей
6 номеров ТНГ .....	8400 рублей .....	10800 рублей
12 номеров ТНГ .....	16800 рублей.....	21600 рублей
15 номеров (ТНГ+3 Коррозия).....	21000 рублей .....	27000 рублей





**Рис. 4.** Оценка влияния степени катодной поляризации на потенциальную опасность локального участка трубопровода

мативно-технической документации [4] и многолетнего опыта проведения комплексных электрометрических обследований.

1) Для оценки потенциальной опасности участка трубопровода по результатам внутритрубной диагностики и шурфового контроля предложена следующая зависимость, учитывающая максимальную глубину дефекта и максимальную скорость коррозии на участке:

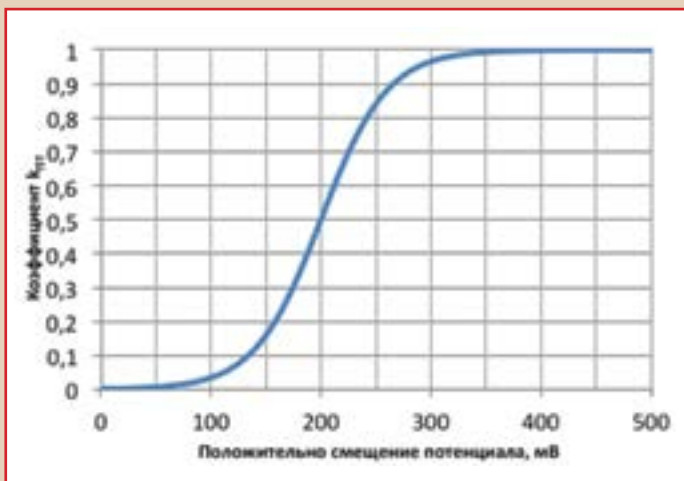
$$k_{вТД} = \max(k_H; k_V)$$

$k_{вТД} [0;1]$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность участка трубопровода по результатам ВТД и обследования ТП в шурфах;

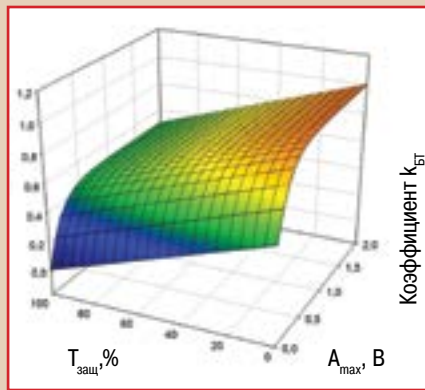
$k_H [0;1]$  – коэффициент потери металла, зависящий от глубины повреждения;

$k_V [0;1]$  – коэффициент влияния скорости коррозии.

$$k_H = \frac{1}{1 + e^{\frac{H_{\max} - 9,923}{1,435}}}$$



**Рис. 6.** Оценка степени влияния наведенных переменных токов на потенциальную опасность участка трубопровода



**Рис. 5.** Оценка степени влияния постоянных блуждающих токов на потенциальную опасность участка трубопровода

$H_{\max}$  – максимальное значение потери металла на участке МН, %;

$$k_V = \frac{1}{1 + e^{\frac{V_{\max} - 0,35}{0,06}}}$$

$V_{\max}$  – максимальное значение скорости коррозии на участке МН, мм/год. Графически предложенные зависимости коэффициентов  $k_H$  и  $k_V$  представлены на рисунках 1а и 1б.

2) Для оценки потенциальной опасности локального участка трубопровода по результатам обследования коррозионной активности грунтов предложена следующая зависимость, где учитывается среднее значение удельного электрического сопротивления (УЭС) грунта на участке и степень неоднородности измеренных значений (рис. 2):

$$k_{КАГ} = 0,0644 + \frac{0,9359}{\left(1 + e^{\frac{\rho_{ср}(1-0,3^{\frac{\rho_{\max} - \rho_{\min}}{\rho_{\max}}}) - 19,2118}{3,21}}}\right)^{0,1944}}$$

$k_{КАГ} [0;1]$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность

участка трубопровода по результатам обследования коррозионной активности грунтов;

$\rho_{ср}$  – среднее значение УЭС грунта на участке трубопровода, Ом·м;

$\rho_{\max}/\rho_{\min}$  – максимальное/минимальное значение УЭС грунта на участке трубопровода, Ом·м.

$$S_H = \frac{\rho_{\max} - \rho_{\min}}{\rho_{\max}} [0;1] -$$

степень неоднородности грунтов на участке.

3) Для оценки потенциальной опасности участка трубопровода по результатам обследования состояния изоляции предложена следующая зависимость, где в качестве переменной принято приведенное количество дефектов изоляции  $N_{пр}$ , зависящее от количества крупных, средних и мелких дефектов изоляции (рис. 3):

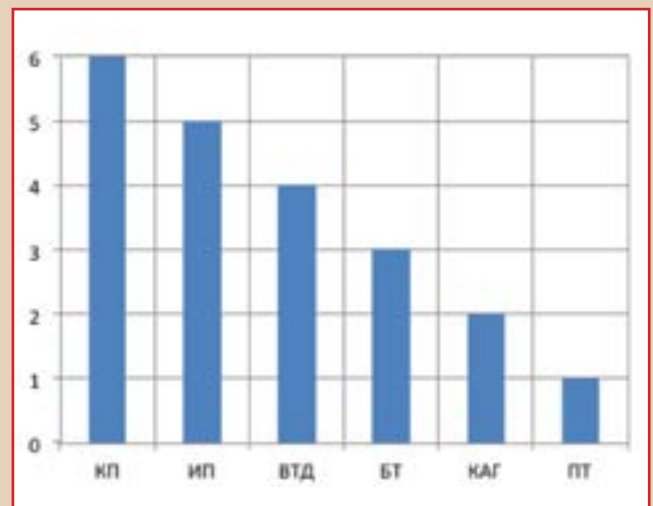
$$k_{ПИ} = 1 - e^{-0,05N_{пр}}$$

$k_{ПИ} [0;1]$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность участка трубопровода по результатам обследования состояния изоляции.

$$N_{пр} = N_m + 2N_{ср} + 3N_{кр}$$

$N_m/N_{ср}/N_{кр}$  – количество мелких/средних/крупных дефектов изоляции на участке трубопровода.

4) Для оценки потенциальной опасности участка трубопровода по степени защищенности катодной поляризацией предложена следующая зависимость (рис. 4), где учитывается сдвиг минимального измеренного на участке значения потенциала относительно минимального защитного потенциала и



**Рис. 7.** Итоговый ранг факторов



**Таблица. Результаты анкетирования**

№ пп	Фактор	Сокращенное наименование	Итоговый ранг фактора	Весовой коэффициент
1	Внутритрубная диагностика	ВДД	4	0,197
2	Коррозионная агрессивность грунта	КАГ	2	0,139
3	Состояние изоляционного покрытия	ИП	5	0,198
4	Уровень катодной поляризации	КП	6	0,242
5	Влияние постоянных блуждающих токов	БТ	3	0,176
6	Влияние наведенных переменных токов	ПТ	1	0,048

защищенность участка по протяженности (вид потенциала – суммарный или поляризационный – в данном случае не указывается умышленно, так как в расчете участвует относительная величина  $\Delta U = U_{изм} - U_{мин.защ.}$ , что делает метод универсальным с точки зрения применения в расчете типа потенциала):

$$k_{кп} = \frac{0,9}{1 + e^{-\frac{(U_{изм} - U_{мин.защ.}) - 0,07}{0,03}}} + 0,1(1 - e^{-0,01L_{НКП}})$$

$k_{кп}$  – коэффициент, характеризующий коррозионную опасность участка по степени катодной поляризации;  
 $U_{изм}$  – минимальное измеренное значение потенциала на участке, В;  
 $U_{мин.защ.}$  – минимальный защитный потенциал на участке согласно НТД, В;

$L_{НКП}$  [0;1000] – протяженность участка с недостаточной катодной поляризацией на участке, м.

5) Для оценки потенциальной опасности участка трубопровода при влиянии постоянных блуждающих токов предложена следующая зависимость (рис. 5), где учитывается амплитуда блуждающих токов и защищенность ТП по времени:

$$k_{БТ} = 1 - 0,5e^{-5|U_{max} - U_{min}| - 0,005T_{защ}}, \text{ при } A_{max} = |U_{max} - U_{min}| < 0,04В \text{ } k_{БТ} = 0$$

$k_{БТ}$  [0;1] – коэффициент, характеризующий зависимость коррозионной опасности участка трубопровода от влияния постоянных блуждающих токов;

$U_{max}, U_{min}$  – максимальное и минимальное мгновенные значения потенциала, зафиксированные на участке трубопровода, В;

$T_{защ}$  [0;100] – время, в течение которого на обследуемом участке наблюдался нормативный защитный потенциал, %;

$A_{max}$  – максимальная амплитуда измеренных мгновенных значений потенциала на сооружении, В.

6) Для оценки потенциальной опасности участка трубопровода при влиянии наведенных переменных токов предложена следующая зависимость (рис. 6), где учитывается смещение защитного потенциала под воздействием переменного тока:



**КОМПЛЕКС РАБОТ ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ**

Научно-производственное внедренческое предприятие «Электрохимзащита» (ООО НПВП «Электрохимзащита») организовано и успешно функционирует с января 1999 года.

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:**

- > комплексное обследование коррозионного состояния магистральных трубопроводов;
- > комплексное обследование коррозионного состояния технологических и вспомогательных трубопроводов нефтеперекачивающих и компрессорных станций;
- > обследование состояния средств электрохимической защиты (катодная, дренажная, протекторная защита);
- > проектирование электрохимической защиты нефте-, газо-, нефтепродуктопроводов, объектов промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства;
- > строительные-монтажные работы по электрохимической защите трубопроводов, резервуаров, сооружений и коммуникаций;
- > пуско-наладочные работы средств электрохимической защиты;
- > эксплуатация и обслуживание средств электрохимической защиты с проведением ремонтных работ.



ООО НПВП «Электрохимзащита»  
 450059, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, д. 19/5  
 Тел./факс: +7 (347) 282-56-94,  
 282-67-36, 282-59-30  
 E-mail: ehz@ufanet.ru  
 www.ehz.su

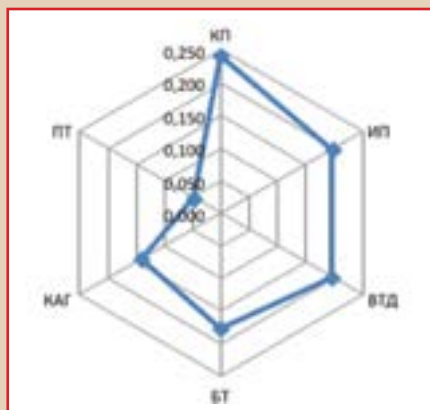


Рис. 8. Значения весовых коэффициентов различных факторов

$$k_{пт} = \frac{1}{1 + e^{-\frac{\Delta\phi^+ - 200}{30}}}$$

$k_{пт}$  [0;1] – коэффициент, характеризующий зависимость коррозионной опасности участка трубопровода от влияния наведенных переменных токов;

$\Delta\phi^+$  – положительное смещение потенциала, мВ.

Для нахождения окончательного коэффициента, характеризующего общее коррозионное состояние локального участка трубопровода, предложен метод суммации, который позволяет, во-первых, накапливать окончательный показатель потенциальной опасности, а во-вторых, дает возможность дополнительно оценивать вклад (значимость) конкретного коррозионного фактора в общий результат.

$$k_{ко} = ak_{втд} + bk_{каг} + ck_{пи} + dk_{кп} + ek_{бт} + fk_{пт}$$

$k_{ко}$  – коэффициент, характеризующий общую коррозионную опасность участка трубопровода;

a, b, c, d, e, f – весовой коэффициент – вклад (значимость) соответствующего коррозионного фактора в общую коррозионную опасность.

Для определения весовых коэффициентов авторами было принято решение использовать метод априорного ранжирования [5], основанный на

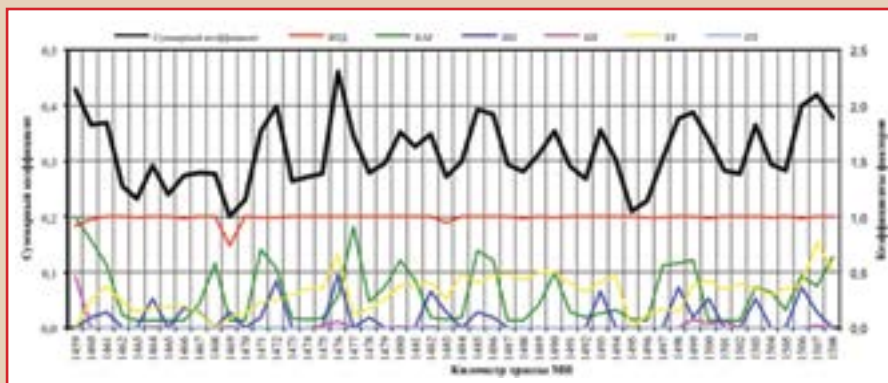


Рис. 9. Графики предложенных коэффициентов на действующем магистральном трубопроводе, рассчитанные на выборочном участке по результатам обследования в 2013 г.

экспертной оценке факторов группой специалистов, компетентных в исследуемой области.

Суть метода априорного ранжирования факторов заключается в том, что факторы, которые согласно априорной информации могут иметь существенное влияние, ранжируются в порядке убывания вносимого ими вклада на основании анкетирования. Вклад каждого фактора оценивается по величине ранга, который отведен исследователем данному фактору при ранжировании всех факторов с учетом их предполагаемого влияния на параметры оптимизации. При сборе мнений путем опроса специалистов каждому из них предлагается заполнить анкету, в которой перечислены факторы, их размерность и предполагаемые интервалы варьирования. Заполняя анкету, специалист определяет место факторов в ранжированном ряду.

По результатам анкетирования были опрошены 44 специалиста в области электрохимической защиты и проблем транспортировки нефти и нефтепродуктов – сотрудники эксплуатирующих нефтегазопроводы компаний, сервисных организаций, отраслевых институтов. В настоящее время опрос продолжается, и некоторые показатели могут меняться. На сегодняшний день по результатам анкетирования мы располагаем

результатами, представленными в таблице.

Также по результатам анкетирования было добавлено в методику как фактор влияние наведенных переменных токов, что упоминалось ранее.

Таким образом, разработана простейшая формализованная процедура, позволяющая по множеству основных независимых параметров, полученных в результате комплексного обследования коррозионного состояния МН, получить суммарную оценку коррозионной опасности локального участка МН в виде единого показателя.

На рисунке 9 приведены графики предложенных коэффициентов на реально действующем магистральном трубопроводе, рассчитанные на выборочном участке по результатам обследования в 2013 г.

В результате мы получили ранжирование участков нефтепровода по коррозионной опасности с единым показателем от нуля до единицы, который учитывает все основные коррозионные факторы, воздействующие на подземный трубопровод.

Данный метод ни в коем случае не заменяет принятую в нефтяной отрасли классификацию коррозионной опасности. Однако делается попытка дополнить ее и уточнить, что, по мнению авторов, позволит увеличить эффективность планирования ремонтных и диагностических работ.

**Литература:**

1. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997.
2. РД-29.200.00-КТН-047-14 «Обследование коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».
3. Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Анализ данных на компьютере / Под ред. В.Э. Фигурнова. – М.: ИНФРА-М, Финансы и статистика, 1995. – 384 с.: илл.
4. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
5. Ганапольский С.Г. Методы и средства научных: учебное пособие / С.Г. Ганапольский, О.В. Юрова. – Сыктывкар: СЛИ, 2013. – 60 с.