МИНИСТЕРСТВО НЕФТЕГАЗСТРОЯ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

МИНГАЗПРОМ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ВНИПИгаздобыча

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ГОРЯЧИХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И ИХ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ

Р 596-86

Москва 1986

gost.e-ecolog.ru

МИННЕФТЕГАЗСТРОЙ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

МИНГАЗПРОМ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ВНИПИгаздобыча

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ГОРЯЧИХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И ИХ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ

Р 596-86

Москва 1986

УДК 621.643:620.197.5

Настоящий документ устанавливает рекомендуемые методы поддержания условий защиты от коррозии на высокотемпературных трубопроводах (температура транспортируемого продукта от 30 до 100°С) с учетом теплового потока, влагопереноса и параметров эксплуатации.

Рекомендации разработаны сотрудниками отдела электрохимической защиты ВНИИСТ: кандидатами технических наук Н.П.Глазовым, А.М.Фримовой, канд.хим.наук В.А.Довачевым, ст.инженером А.Д.Забелиным и сотрудниками отдела электрохимической защиты ВНИИГазодобычи Н.И.Ивановым, Е.М.Савинковым. В разработке Рекомендаций принимали также участие Т.П.Константинова (ВНИИСТ); А.С Крапечкин, Г.Я.Цисьменная, В.П.Ерохин, Н.Я.Федоров (ВНИИГазодобыча); канд.техн. наук М.А.Башаев и З.А.Буштейн (КНИМКУ им.С.М.Кирова), д-р техн.наук, проф. В.Т.Иванов и А.А.Галимов (Башкирский государственный университет).

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1986

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности Министерство газовой промышленности	Рекомендации по электрохимической защите горячих участков трубопроводов с учетом теплового потока и их коррозионного состояния	Р 596-86 Впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Особенности распространения Рекомендаций

I.I. Настоящие Рекомендации распространяются на систему электрохимической защиты трубопроводов во всех почвенно-климатических районах страны, по которым транспортируется продукт с температурой от 30 до 100°С (далее называемые высокотемпературными трубопроводами).

I.2. Рекомендации распространяются на систему электрохимической защиты высокотемпературных трубопроводов бесканальной прокладки без изоляции.

I.3. Рекомендации распространяются также на промысловые трубопроводы, подлежащие электрохимической защите.

Особенности подземной коррозии высокотемпературных трубопроводов

I.4. С повышением температуры транспортируемого продукта не всегда увеличивается скорость подземной коррозии стального трубопровода.

I.5. Высокотемпературный трубопровод в грунте является теплопередающей корродирующей стальной поверхностью во влажной капиллярно-пористой среде. Под действием потока тепла от трубопровода в грунт в последнем происходит влагоперенос, вследствие чего влажность околотрубного слоя грунта уменьшается. Если грунт осушается быстро и до низких значений влажности, процесс подземной коррозии тормозится и в отдельных случаях может приостановиться совсем.

Внесены отделом электрохимической защиты ВНИИСТа и отделом электрохимической защиты ВНИИгаздобыча	Утверждены ВНИИСТом 28 октября 1985 г. и ВНИИ газдобыча 30 октября 1985 г.	Срок введения в действие 1 января 1987 г.

I.6. В заводненных грунтах, где уменьшение влажности околотрубного грунта влагопереносом невозможно, с повышением температуры транспортируемого продукта увеличивается скорость подземной коррозии стального трубопровода.

2. ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ КОРРОЗИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.I. На скорость коррозии трубопроводов влияют:
влажность околотрубного грунта;
минерализация грунта;
параметры эксплуатации высокотемпературного трубопровода.

Влажность околотрубного грунта

2.2. В случае низкой влажности грунта площадь контакта почвенного электролита с трубопроводной сталью сокращается и коррозионный процесс замедляется.

2.3. Поток тепла от трубопровода в грунт вызывает влагоперенос, обусловливающий уменьшение влажности грунта.

Условия возникновения влагопереноса с осушением околотрубного грунта оцениваются по прилагаемой методике (приложение I).

2.4. При прокладке трубопровода в неоднородных грунтах оценивать возможность осушки грунта влагопереносом следует для наихудших условий.

2.5. При прокладке трубопровода в заводненных грунтах или в грунтах с уровнем грунтовых вод, доходящих до нижней образующей трубы, осушение влагопереносом не происходит, что предопределяет предельно допустимую скорость коррозии. В этих случаях при проектировании трубопровода рекомендуется избегать прокладки труб в таких грунтах, особенно на сорах и такырах.

2.6. Для снижения скорости коррозии рекомендуется трубопроводы укладывать в траншею на песчаной подушке с последующей засыпкой песком без аномальных включений, что способствует влагопереносу и осушению околотрубного грунта.

2.7. В макрогетерогенных по влажности и гранулометрическому составу грунтах может возникнуть опасность высокой скорости коррозии. Повышенная температура вследствие влагопереноса в ряде случаев резко увеличивает силу тока коррозионных элементов, неизбежно возникающих из-за различий в доступе кислорода.

Минерализация грунта

2.8. Грунты с содержанием водорастворимых солей 0,5 г/кг характеризуются высокой агрессивностью. Скорость коррозии резко возрастает при периодическом колебании грунтовых вод и при искусственном орошении. С применением минеральных удобрений повышается минерализация грунтов и увеличивается коррозионная опасность на трубопроводе.

2.9. В засоленных грунтах с удельным сопротивлением до 10 Ом.м происходит до 80% коррозионных отказов, в этих грунтах отмечаются наибольшие скорости коррозии (до 6 мм/год). С уменьшением минерализации грунта (ростом удельного сопротивления) количество отказов и скорость коррозии уменьшается.

2.10. Осушение засоленного грунта в околотрубном пространстве связано с повышением концентрации водорастворимых солей, что усиливает процессы коррозии. Однако при влажности песков и супесей менее 4% и суглинков менее 2% процессы коррозии тормозятся.

Подробно определение относительной влажности грунта представлено в приложении 2.

Пористость грунтов

2.11. С увеличением пористости грунта в воздушно-сухом состоянии (уменьшение гранулометрического состава) в массе его увеличивается процент содержания коллоидных частиц. В зависимости от этих характеристик грунт подразделяется на пески, супеси, суглинки и глины. Количественные характеристики каждого типа грунта представлены в приложении 3.

2.12. При увлажнении грунта атмосферными осадками (естественное увлажнение), когда отсутствуют грунтовые воды на уровне укладки трубопровода, песок и супесь относятся к грунтам с

низкой коррозионной активностью, суглинок и глина – к грунтам с повышенной коррозионной активностью, если влажность околотрубного объема не выше указанной в п. 2.10.

2.13. Для трубопроводов с температурой стенки выше 80°С установлено, что глины являются слабоагрессивными грунтами из-за образования плотного водонепроницаемого слоя вокруг трубы.

Параметры эксплуатации трубопровода

2.14. К параметрам эксплуатации высокотемпературных трубопроводов, влияющих на коррозию трубной стали, относятся температура транспортируемого продукта и его давление, а также динамика изменений их величин.

2.15. Повышение температуры и давления транспортируемого продукта чаще всего ведут к увеличению скорости коррозии и росту количества коррозионных отказов.

2.16. Радикальным средством для снижения подземной коррозии трубопроводов следует считать снижение температуры транспортируемого в них продукта.

2.17. В целях снижения концентрации солей на поверхности трубопровода следует максимально ограничить по числу и амплитуде кратковременные понижения температуры транспортируемого в трубопроводе продукта. Для трубопроводов, проложенных в неагрессивных грунтах, это ограничение действительно только на участках с интенсивным выпадением атмосферных осадков.

2.18. При катодной защите трубопровода, особенно при повышенных потенциалах, выделяется атомарный водород, частично абсорбируемый трубопроводной сталью, что может привести к охрупчиванию стенки трубы. С целью снижения коррозии внешней поверхности трубы целесообразно сократить, насколько это возможно, частоту циклов изменения давления продукта и амплитуду отклонения его от рабочего режима.

3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН ЗАЩИТНЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО ТРУБОПРОВОДА

3.1. Величины потенциалов, упоминающихся в настоящем разделе, приняты по медносульфатному электроду сравнения.

3.2. Выбор величины защитного потенциала может производиться на основе технического и технико-экономического обоснования.

Техническое обоснование выбора величины защитного потенциала

3.3. Технический принцип предусматривает выбор защитного потенциала не ниже (по абсолютной величине) минимального защитного значения. Так именуется защитный потенциал, превышение которого по абсолютной величине не вызывает дальнейшего снижения скорости коррозии.

3.4. На основании экспериментальных исследований для всех высокотемпературных трубопроводов минимальный защитный поляризационный потенциал равен минус 0,95 В по медносульфатному электроду сравнения. Эта величина потенциала распространяется на все почвенно-климатические условия, а также на условия, при которых возникает влияние на трубопровод переменных токов промышленной частоты и сульфатвосстанавливающих бактерий.

3.5. При временной невозможности измерений поляризационного потенциала в качестве минимально защитных значений рекомендуется использовать величины, приведенные в приложении 4.

3.6. Для высокотемпературных трубопроводов нецелесообразно при катодной защите применять защитный поляризационный потенциал по абсолютной величине выше -1,1 В.

3.7. Если трубопровод проложен в грунтах высокой влажности (при невозможности влагопереноса) и транспортируемый продукт имеет температуру выше 70°С, то за счет увеличения скорости аномального растворения металла эффективность электрохимической защиты снижается.

Технико-экономический принцип выбора величины защитного потенциала

3.8. Выбор величины защитного потенциала по технико-экономическому принципу производится в соответствии с двумя подходами.

3.9. Первый технико-экономический подход заключается в выборе такой величины защитного поляризационного потенциала, которая обеспечивала бы понижение скорости подземной коррозии стали до значений, позволяющих реализовать плановый срок эксплуатации трубопровода без коррозионных отказов.

3.10. Выбор технико-экономической величины защитного потенциала по этому методу требует определения исходных величин скорости подземной коррозии и глубины проникновения коррозии в данных эксплуатационных условиях для трубопроводной стали. Эти величины определяются в соответствии с п.4.3 разд.4 настоящих Рекомендаций.

3.11. На основании результатов коррозионных исследований для практических расчетов экономически обоснованной величины защитного потенциала следует применять максимальные значения скорости проникновения коррозии питтингом h_{max} и равномерной коррозии K_{max} (мм.год$^{-1}$).

3.12. Отдельно определяются потенциал по глубинному показателю (по питтингу) $U_{зh}$ и потенциал, рассчитываемый из весовых потерь на равномерную $\varphi_{зк}$.

3.13. При расчете $\varphi_{зh}$ диаметром питтинга пренебрегают. Для расчетов принимается коэффициент надежности $K_н$ = 0,5.

3.14. Величину допустимой скорости проникновения коррозии вычисляют по уравнению:

$$h_з = K_н \frac{\delta}{z}, \quad \text{мм.год}^{-1}, \qquad (1)$$

где δ – толщина стенки трубопровода, мм;

z – плановый срок службы трубопровода, год.

На рис.1 показана зависимость величины отношения $h_з/h_{max}$ от величины защитного потенциала.

3.15. По кривым $\frac{h_з}{h_{max}} = f(\varphi_{зп})$ (кривые 1 и 2) находят искомую величину $\varphi_{зh}$

3.16. При определении $\varphi_{зк}$ расчет проводится относительно двух режимов работы трубопровода: с длительным рабочим

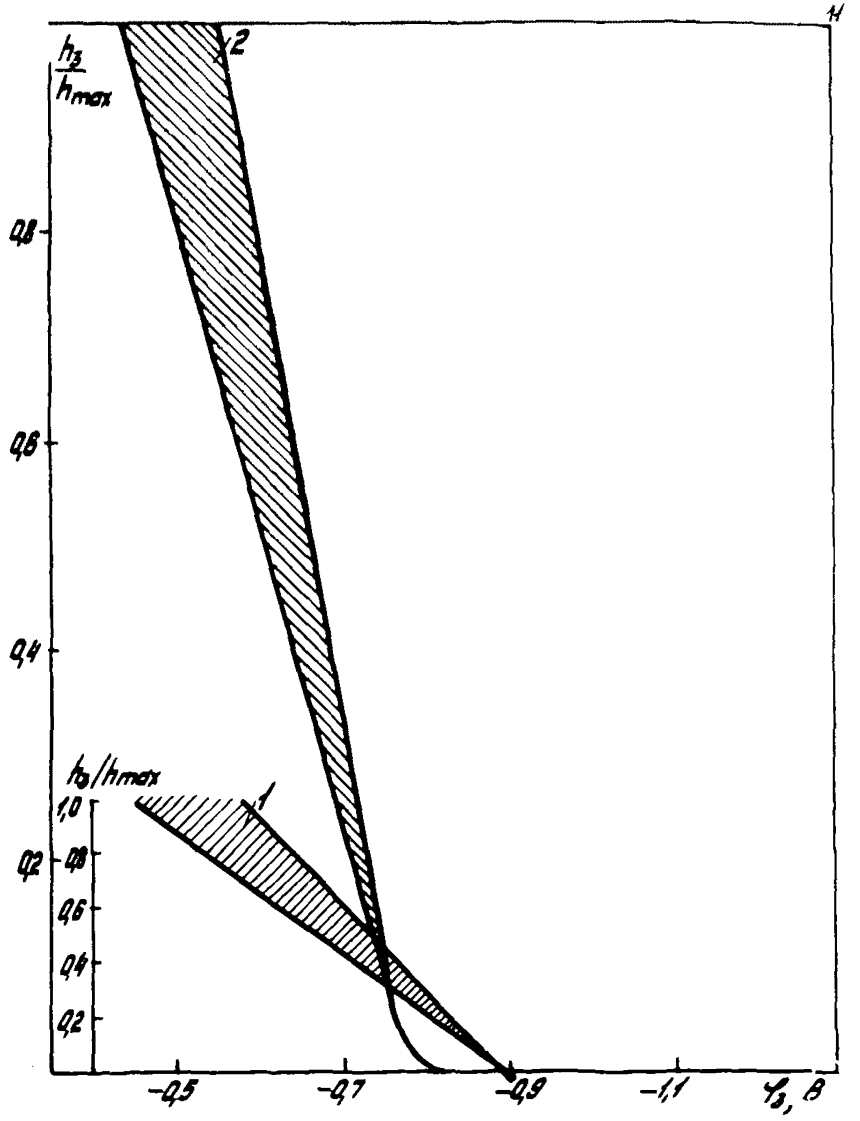


Рис.I. Зависимость величины отношения h_3/h_{max} от величины защитного потенциала для температур стальной поверхности:

I – до +80°С; 2 – свыше +80°С

давлением транспортируемого продукта и с максимально возможным кратковременным (пиковым) давлением. По первому режиму вычисляют $\varphi_{зк_1}$, по второму – соответственно $\varphi_{зк_2}$. В качестве $\varphi_{зк}$ выбирается больший по абсолютной величине потенциал из этих значений.

3.17. Для расчета $\varphi_{зк_1}$ необходимо рассчитать максимально допустимую глубину макроязвы $H_{кр}$:

$$H_{кр} = \frac{1}{K_н}\left(\delta - \frac{P\,D}{2\sigma_т}\right), \text{ м}, \qquad (2)$$

где P – рабочее давление транспортируемого продукта, МПа;

D – внешний диаметр трубопровода, м;

$\sigma_т$ – предел текучести данной трубопроводной стали, МПа.

3.18. По зависимости $\frac{K_з}{K_{max}} = f(\varphi_{зк})$ (рис.2) определяют величину $\varphi_{зк_1}$. При пересчете весовых потерь на глубинный показатель вместо K_{max} подставляется $h_{равн.}$ (п.4.17).

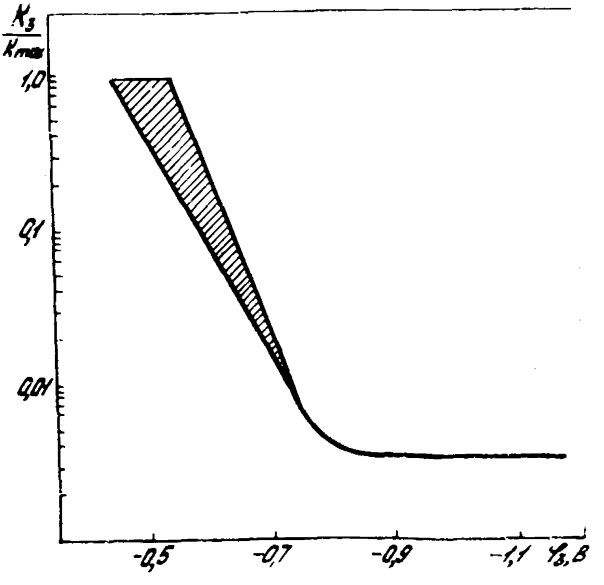


Рис.2. Зависимость величины отношения $K_з / K_{max}$ от величины защитного потенциала

3.19. Расчет φ_{3K_2} проводят по той же методике, что и φ_{3K_1}. При этом в уравнении (2) вместо $\sigma_T^{x)}$ следует применять $\sigma_в^{x)}$ (временное сопротивление разрыву) и P, равное максимальному возможному пиковому давлению в данном трубопроводе.

3.20. При определении защитных потенциалов для трубопроводов с температурой стенки выше 70°С и проложенных в заводненных грунтах для уравнений (I), (2) следует применять $K_н$=0,4.

Определение оптимальных параметров электрохимической защиты на основе данных статистического анализа коррозионных отказов на газопроводах

3.21. Поток коррозионных отказов N во времени t без электрохимической защиты описывается следующим уравнением регрессии:

$$\ln N = 0{,}992 - 0{,}39 \ln\rho + 0{,}024 j + 0{,}557 t - 0{,}670 \ln L; \quad (3)$$

$$\left[\ln\left(10^{-2}\,\frac{\text{ОТКАЗ}}{\text{КМ}}\right)\right],$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом.м;

j – плотность тока, необходимая для защиты трубопровода от коррозии, мА/м^2;

L – расстояние от компрессорной станции по ходу газа, км;

t – время эксплуатации, лет.

Данное уравнение объясняет более 75% вариаций накопленного количества отказов в грунтах с ρ = 0,5÷5000 Ом.м; j = =0,05–5 мА/м^2 температурой продукта до 80°С и t>5 лет.

3.22. Динамика коррозионных отказов при вводе электрохимической защиты $N_з$ определяется выражением

$$\ln N_з = A + B\left[t_з + \frac{h_з}{h_{max}}(t - t_з)\right]; \quad \left[\ln\left(10^{-2}\,\frac{\text{ОТКАЗ}}{\text{КМ}}\right)\right], \quad (4)$$

где $A = 0{,}992 - 0{,}39 \ln\rho + 0{,}024 j - 0{,}670 \ln L;$ (5)

$B = 0{,}557;$

$t_з$ – период с момента укладки трубопровода в грунт до момента ввода электрохимической защиты, лет.

3.23. Минимальный защитный потенциал, обеспечивающий безотказную по причине коррозии работу трубопроводов, равен:

---

x) Данные σ_T и $\sigma_в$ взяты из "Инструкции по применению стальных труб в нефтяной и газовой промышленности (М., ВНИИгаз, 1983).

$$\varphi_з = \frac{A + B[t_з + B(T - t_з)]}{-aB(T - t_з)}, \text{ В}, \qquad (6)$$

где Т – срок службы трубопровода, лет;

a и B – коэффициенты из зависимости $\frac{h_з}{h_{макс}} = a\varphi + B$ (см.рис.I);

а = -2,353; в = 2,235.

3.24. Если электрохимическая защита вводится одновременно с укладкой трубопровода в грунт, то с учетом значений коэффициентов a, B и В минимальный защитный потенциал равен

$$\varphi_з = \frac{A + I{,}245\sqrt{t}}{I{,}3II}. \qquad (7)$$

3.25. Минимальный защитный потенциал, рассчитанный по выражениям (6) и (7), не должен превышать (по абсолютной величине) минус 0,95 В.

3.26. Величина минимального защитного потенциала может быть определена технико-экономическим расчетом на основе оптимизации затрат на защиту от коррозии (методика оптимизации приведена в "Предложениях по определению оптимальных критериев эффективности электрохимической защиты трубопроводов при температурах транспортируемого продукта до I00°С", утвержденных ВНИИСТом 26 ноября I984 г.).

4. КОРРОЗИОННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Измерение потенциала

4.I. Критерием эффективности защиты является разность потенциалов двойного электрического слоя между защищаемым металлом и окружающей средой, называемая в дальнейшем защитным потенциалом.

4.2. Эффективность электрохимической защиты определяется потенциалом, измеренным по отношению к насыщенному медносульфатному электроду сравнения.

4.3. Высокотемпературный трубопровод считается полностью защищенным, если измеренные потенциалы находятся в пределах между минимальным и максимальным защитными потенциалами.

4.4. Так как высокотемпературный трубопровод может корродировать с высокой скоростью, то при измерении потенциалов следует стремиться исключить погрешность, вызываемую омическим падением напряжения в грунте и изоляции, т.е. измерять поляризационный потенциал.

4.5. При измерениях потенциалов на трубопроводах с температурой выше 45°С не допускается установка на долгий срок электродов сравнения около поверхности трубопровода.

4.6. При невозможности использования методов измерения поляризационного потенциала временно допускается измерение защитного потенциала с омическим падением напряжения.

4.7. При измерении потенциалов по п.4.6 в качестве защитных должны применяться критерии, перечисленные в приложении 4.

4.8. Измерение защитного потенциала по п.4.6 допустимо не более двух раз, после чего должны быть осуществлены мероприятия по измерению поляризационного потенциала.

4.9. При определении скорости коррозии измерения потенциала должны проводиться после укладки образцов, но не раньше чем через сутки, не реже четырех раз в год в течение экспозиции образцов в грунте и перед выемкой их.

4.10. Измерения должны также осуществляться после каждого послеаварийного включения УКЗ и после каждого существенного изменения ее режима работы, если таковые будут иметь место.

Коррозия

4.11. Существуют два показателя скорости: общая скорость коррозии по весовым потерям и скорость коррозии по глубине питтинга. Если коррозия происходит по всей поверхности равномерно, скорость коррозии по питтингу принимается равной скорости коррозии по весовым потерям.

4.12. При наличии питтингообразования скорость коррозии по питтингу, определенная от первоначальной поверхности металла, должна быть больше, чем средняя скорость, рассчитанная по весовым потерям.

4.13. В практике часто бывает очень затруднительно определение глубины питтинга от первоначальной поверхности металла, поэтому приходится измерять глубину от окружающей питтинг по-

верхности. В этих случаях скорость коррозии, определенная по глубине "наглядного" питтинга, нередко бывает меньше скорости коррозии, рассчитанной по весовым потерям.

4.14. Измерение глубины "наглядного" питтинга вполне целесообразно, так как дает информацию о развитии процессов только питтингообразования.

4.15. Эффективность электрохимической защиты рекомендуется оценивать по величине степени защиты Р

$$P = \frac{K_0 - K_з}{K_0} 100\%, \qquad (8)$$

где K_0 – скорость коррозии без электрохимической защиты;

$K_з$ – скорость коррозии при электрохимической защите;

$$K_0 \geqslant K_з.$$

Скорости коррозии должны иметь одинаковую размерность.

4.16. В соответствии с п.4.12 степень защиты может определяться по весовым потерям и по глубине питтинга.

4.17. При пересчете весовых потерь на глубинный показатель равномерной коррозии рекомендуется пользоваться следующей формулой:

$$h_{равн} = 1{,}27\ K, \quad мм.год^{-1}, \qquad (9)$$

где К – скорость коррозии, $г.см^{-2}.год^{-1}$.

4.18. Степень защиты Р по весовым потерям, равная 100%, теоретически невозможна.

Экспериментальное определение скорости подземной коррозии в эксплуатационных условиях

4.19. На высокотемпературный трубопровод ставятся специальные образцы, имитирующие дефекты изоляции трубопровода.

4.20. Образцы, помещенные в грунт и соединенные с ним электрически, находятся в идентичных с трубопроводом условиях протекания электрохимических процессов. Поэтому по состоянию образцов, извлеченных из грунта после испытаний в течение времени, не менее года, можно судить о защищенности трубопровода.

4.21. Чтобы определить зависимость эффективности защиты потенциала в зоне действия УКЗ, контрольные образцы устанавливают в месте максимального потенциала (вблизи точки дренажа),

на участке наименьшего потенциала (конец плеча защиты) и примерно посередине плеча защиты.

Подготовка образцов к установке в грунт
(авт.свид. № 938104)

4.22. Основная часть опытных образцов - стальные диски - изготавливаются из конструкционной стали Ст3сп или трубной стали. У дисков снимаются фаски, и плоскости полируются до чистоты поверхности не ниже класса 7 (рис.3). На одной из плоскостей должен быть порядковый номер. Выбивать его следует до полировки диска.

4.23. Изоляция плоскостей диска производится изолирующими шайбами из стеклотекстолита толщиной 1,5-2 мм.

Лицевые шайбы имеют отверстия диаметром 10, 30, 100 мм для имитации дефекта изоляции различных размеров, тыльные же стороны шайб имеют технологические отверстия диаметром 5 мм.

4.24. Готовые изолирующие шайбы крепятся к стальному диску термостойким герметиком. Перед сборкой стальной диск взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,1 мг и вес его под порядковым номером образца заносят в журнал. После этого образец обезжиривается ацетоном и высушивается в эксикаторе в течение не менее 2 ч. После этого образец готов к сборке.

4.25. Для сборки очередной партии берется равное количество дисков, тыльных и лицевых изолирующих шайб, а также контактных элементов. Шайбы также должны быть обезжирены ацетоном и тщательно высушены. Тыльные шайбы помечаются номерами подготовленных дисков.

Затем на внутренней стороне шайб наносят сплошной слой герметика или мастики толщиной 1,5-2 мм. После этого шайбы прикладываются плотно и равномерно к диску. При этом тыльная шайба прикладывается к пронумерованной стороне диска; необходимо тщательно проследить, чтобы номер тыльной шайбы соответствовал номеру диска.

4.26. Партия собранных таким образом образцов составляется в пакет, который зажимается струбциной с двумя обкладками. Пакет собранных образцов выдерживается при комнатной температуре в течение 2 ч. При применении в качестве адгезива герметика

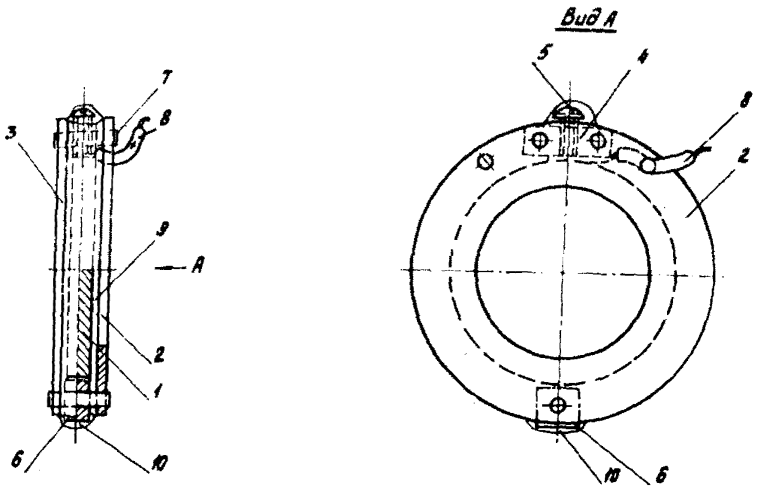


Рис.3. Опытный образец для полевых опытов:

I-стальной диск; 2-лицевая изолирующая шайба; 3-тыльная изолирующая шайба; 4-контактный зажим; 5-контактный винт; 6-опорная шайба; 7-крепежный штифт; 8-проводник; 9-герметик ИТ-34 или У-20А; IO-эпоксидная смола

ИТ-34 пакет выдерживается в течение 4 ч при температуре 70–80°С. После этого пакет разбирается.

4.27. После сборки и последующей изоляции контактного устройства с рабочей поверхности каждого образца необходимо убрать излишки адгезива. Делается это деревянным скребком и тампоном, смоченным в ацетоне. Адгезивом, выдавленным из-под изолирующих шайб с торца образца, плотно заполняется углубление между краями текстолитовых шайб для надежной изоляции торцов стального диска.

4.28. Заранее приготовленные по числу образцов проводники из изолированного медного провода (одножильного или многожильного) сечением 0,25–0,75 мм^2 зачищаются с одного конца. Зачищенные концы огибаются и облуживаются. Облуженные концы проводов прижимаются контактным зажимом к торцу стального диска без зачистки места контакта от адгезива. Качество полученного контакта проверяется омметром. В заключение место контакта, опорная шайба и открытые части контактного устройства тщательно изолируются эпоксидной смолой. После полимеризации смолы на контактный проводник надеваются две полиэтиленовые бирки с номером образца.

4.29. Изготовленные образцы необходимо впредь до и во время транспортировки к месту укладки в грунт законсервировать с целью предупреждения атмосферной коррозии рабочей поверхности. Для этого рабочая поверхность стального диска протирается тампоном, смоченным в ацетоне, и высушивается в вытяжном шкафу. После этого поверхность покрывается тонким слоем жировой смазки. В качестве смазки можно использовать технический вазелин или обезвоженное машинное масло. Влага из масла удаляется посредством его кипячения до прекращения выделения пара.

4.30. После смазки рабочей поверхности образец заворачивается в фильтровальную бумагу и вместе с проводником упаковывается в пластмассовую тару. Допустимо в одну тару упаковывать несколько образцов.

4.31. Расконсервация выполняется в полевых условиях непосредственно перед укладкой образцов в грунт. Для этого их извлекают из герметичной и влагопоглощающей упаковок, а рабочую поверхность несколько раз протирают тампоном, слегка смоченным в ацетоне. Затем образцы высушивают на воздухе в те-

чение 3–5 мин, после чего они готовы к укладке в грунт. Образцы с начавшейся на рабочей поверхности атмосферной коррозией выбраковываются.

4.32. Для последующих периодических измерений на уложенных в грунт образцах необходимо предусмотреть контрольно-измерительные пункты, или КИП . При установке КИП после укладки образцов соединительные провощники от них заводятся внутрь КИП на клеммную панель. Схема подключения образцов к панели представлена на рис.4.

4.33. На клеммных панелях над каждой клеммой должен быть обозначен номер образца, подключенного к ней. Все КИП должны быть окрашены лаком этиноль или кузбасс-лаком и иметь порядковые номера на крышках и стойках.

4.34. В каждый из шурфов на трубопроводе укладывают 12 холостых и 12 подключенных к трубе образцов; 6 холостых образцов помещают в холодный шурф, отрываемый в стороне от трубы на расстоянии 5 м.

4.35. Каждый образец в основном шурфе плотно прижимается тыльной стороной к изоляции трубопровода и фиксируется в таком положении грунтом. В каждом основном шурфе помещают всего 24 образца по 8 шт. каждого размера площади рабочей поверхности. Половина из них работает как холостые, другая половина подключается к трубе через клеммную панель КИП . После установки всего положенного количества образцов и датчиков температуры, а также присоединения проводов от КИП к трубе шурф засыпается.

4.36. Размещение образцов в основном шурфе должно производиться с учетом диаметра используемого трубопровода. При большом диаметре трубы отрывается односторонний шурф (рис.5), в котором установленные образцы трудно фиксировать грунтом у стенки трубы. К тому же насыпной грунт, лишенный структуры, в больших количествах с течением времени дает осадку, что может привести к отставанию образцов от стенки трубы в нижней ее части и нарушению теплового режима.

4.37. Для предупреждения этого образцы помещаются в круговой паз, прорезанный в грунте по диаметру трубы и фиксируются грунтом в этом пазе. Затем фиксирующий грунт вручную уплотняется. Ширина паза должна по возможности приближаться к толщине образца. Под трубой паз отрывается вручную по всей длине

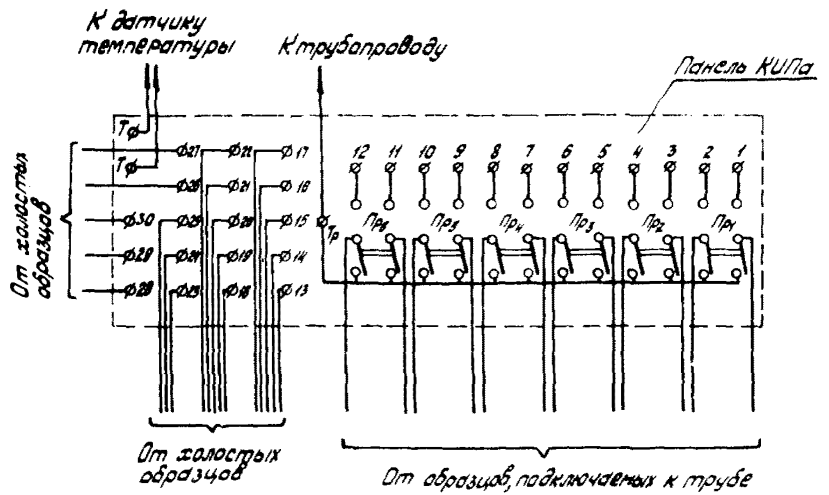


Рис.4. Схема коммутации и электрических соединений на клеммной панели КИП :
ø1–ø 30 – номера контактов на схеме; Т–индикация контактов; $Пр_1$–$Пр_6$ – переключатели

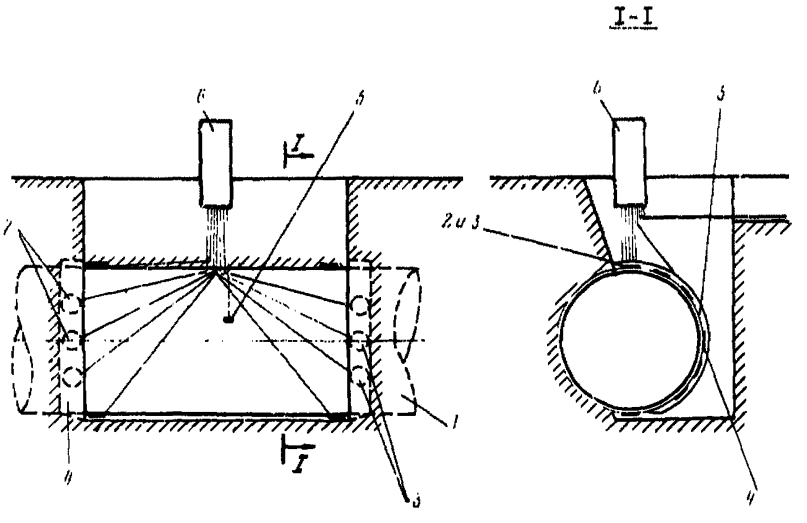


Рис.5. Размещение оборудования в основном одностороннем шурфе на трубопроводе большого диаметра:

1 – трубопровод; 2 – образцы, подключенные к трубе; 3 – холостые образцы; 4 – круговой паз для установки образцов; 5 – датчик температуры; 6 – КИП

шурфа. Размещение образцов под трубой проводится аналогично. Взаимное расположение образцов с различной площадью рабочей поверхности в одном пазе должно быть таким, чтобы образцы каждого вида были по возможности равномерно распределены по длине паза.

4.38. При малом диаметре трубопровода отрывается основной двусторонний шурф (рис.6). Нет необходимости отрывать круговой паз полностью только под трубой. Образцы в этом случае укладываются по всей открытой поверхности изоляции, и положение их фиксируется насыпным грунтом. При размещении образцов во всех случаях следует использовать преимущественно нижнюю и верхнюю поверхности трубы.

4.39. Для контроля температуры стенки трубы в ходе исследований на трубопроводе устанавливается датчик температуры. Для этого в изоляционном покрытии вырезается сквозной паз достаточных размеров, куда и укладывается датчик. Проводники выводятся из паза, и датчик заливается герметиком или расплавленным пластиком. При тонкой пленочной изоляции после заливки датчик перед засыпкой шурфа следует дополнительно закрепить липкой лентой.

4.40. Проводники от датчика температуры подводятся в КИП вместе с другими к соответствующим клеммам на панели. Присоединение проводника от КИП к трубе производится термитной сваркой. Для этого к трубе приваривается железный стержень диаметром 2-3 мм, после чего свободный конец его тщательно зачищается и изгибается кольцом. К этому кольцу болтовым соединением подключается провод от КИП, предварительно изогнутый кольцом и облуженный. Место болтового соединения, стержень, оголенный провод и место приварки стержня к трубе тщательно изолируют термостойкой изоляцией.

4.41. После проведения перечисленных работ и размещения всего оборудования шурф засыпается до остаточной глубины 0,4-0,5 м. Полностью шурф засыпается после установки КИП и протаскивания в него проводников от образцов в "холодном" шурфе.

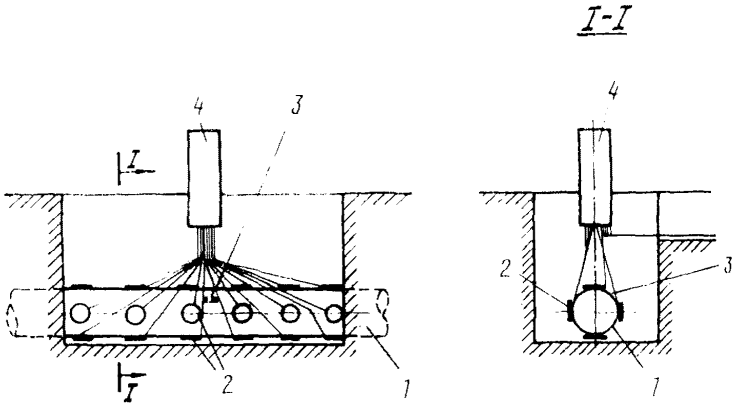


Рис.6. Размещение оборудования в основном шурфе на трубопроводе малого диаметра:
I – трубопровод; 2 – образцы холостые и подключенные к трубе;
3 – датчик температуры; 4 – КИП

Размещение оборудования в "холодном" шурфе

4.42. "Холодный" шурф, как уже говорилось, отрывается на расстоянии 5 м от трубопровода слева по ходу газа на глубину укладки трубопровода. Всего в "холодный" шурф укладывается 8 шт. образцов, по 2 шт. каждого размера рабочей поверхности. Образцы укладываются горизонтально тыльной стороной вверх, и проводники выводятся на поверхность. После этого "холодный" шурф засыпается полностью. Проводники из этого шурфа проводятся до КИП в основной шурф в канаве глубиной 0,4-0,5 м без наклона "змейкой". После укладки канава засыпается полностью.

4.43. При засыпке шурфов с установленными образцами необходимо особое внимание уделять соединительным проводникам от образцов. В процессе засыпки следует тщательно проследить за их наличием и свести к месту установки КИП, который ставится в том случае, когда глубина полузасыпанного шурфа составит 0,4-0,5 м и все провода заведены в него. Все проводники вводятся в лежащий КИП на всю длину и протаскиваются через него наружу. После этого КИП ставят вертикально, и шурф засыпается полностью.

4.44. Монтаж проводников на панели КИП производится после засыпки. Номера образцов над клеммами проставляются по номерам на полиэтиленовых бирках проводников. По окончании монтажа жгут собирается "змейкой" и панель опускается в стойку. После проведенных электроизмерений и контроля контактов КИП следует закрыть крышкой.

4.45. После укладки образцов в грунт они извлекаются, и очищаются от грунта, механически снимается верхний слой продуктов коррозии с рабочей поверхности. Контактные проводники удаляются полностью. После этого образцы тщательно просушиваются на солнце и заворачиваются в фильтровальную бумагу. Завернутые образцы упаковываются по несколько штук в пластмассовую тару герметично и отправляются в лабораторию. Особых условий для транспортировки образцов не требуется.

4.46. Для подготовки образцов к измерениям от стального диска отделяются изоляционные шайбы. Остатки адгезива со стального диска (далее называемого "образцом") снимают деревянным скребком и тампоном, смоченным ацетоном.

4.47. Часть продуктов коррозии снимается пластмассовой щеткой; для удаления остатка образец погружают в 10%-ный раствор H_2SO_4 с добавлением ингибитора и подвергают катодной поляризации при плотности тока до 10-15 А/дм^2 до полного удаления продуктов коррозии.

4.48. Можно использовать и другие методы удаления продуктов коррозии, как, например, катодное травление в растворах NaOH или химическое травление при условии, что эти методы обеспечивают полноту удаления продуктов и потерю веса чистого металла не более нескольких миллиграммов (менее десяти).

4.49. Затем образец промывается водой и высушивается в вытяжном шкафу. После высушивания образец готов к измерениям.

4.50. Образец взвешивается на аналитических весах с точностью до 0,1 мг. Из разницы масс образца перед нахождением в грунте и после эксперимента определяют весовые потери данного образца.

4.51. По весовым потерям, площади оголения рабочей поверхности образца к сроку нахождения образцов в грунте вычисляют скорость коррозии по весовым потерям, как указано в п. 4.11. Наиболее удобно определять скорость коррозии в мм/год, но допустимы и другие размерности.

4.52. На тех образцах, где имеются питтинги, определяют их глубину. По максимальной глубине питтинга и сроку нахождения образцов в грунте рассчитывают также скорость коррозии данного образца по глубинному показателю. Она выражается в мм/год.

Определение температуры стенки трубопровода

4.53. Определяющей величиной для характеристики трубопровода как высокотемпературного является максимальная температура транспортируемого продукта.

4.54. Максимальной температурой следует считать температуру продукта, зарегистрированную в течение:

не менее 4 ч подряд (не реже 5 раз в год);
" 8 ч " (" 3 раз в год);
" 12 ч " (" 2 раз в год);
" 18 ч " (" 1 раз в год).

4.55. Более кратковременные повышения температуры не следует принимать в расчет.

4,56. В тех случаях, когда нет возможности измерения температуры продукта, следует производить измерение температуры наружной стенки трубопровода.

4.57. Измерение температуры наружной стенки трубопровода следует производить только в шурфах. Датчик температуры (термопара, термометр, сопротивление и т.д.) должен устанавливаться не выше боковой образующей трубопровода, плотно прижиматься к поверхности и аккуратно засыпаться грунтом, после чего им засыпается весь шурф. Показания датчиков считываются на поверхности почвы.

4.58. К измерению температуры можно приступать не раньше чем через 4,5 ч после окончания засыпки шурфа, чтобы смог восстанавливаться температурный баланс.

4,59. Если измеряемая температура наружной стенки трубопровода колеблется, то максимальной температурой следует считать температуру продукта, зарегистрированную в течение:

не менее 3 ч подряд (не реже 5 раз в год);
" 6 ч " (" 3 раз в год);
" 9 ч " (" 2 раз в год);
" I4 ч " (" I раза в год).

4.6С. Температура в начале и конце высокотемпературного трубопровода регистрируется службой эксплуатации с помощью специальных измерений в потоке продукта.

4.6I. Для ориентировочного определения температуры в любой точке трассы трубопровода следует использовать формулу(4) приложения I. При невозможности ее применения следует привлечь линейную интерполяцию.

Измерение удельного электросопротивления грунта

4.63. Измерение удельного сопротивления грунта на высокотемпературных трубопроводах рекомендуется проводить непосредственно над трубопроводом.

4.63. Измерения рекомендуется выполнять по симметричной четырехэлектродной схеме.

4.64. Расстояние между электродами рекомендуется принимать I м.

4.65. Возможно применение двух методов расстановки элек-

тродов: вдоль оси трубопровода и перпендикулярно к нему. В случае сопротивления изоляции ниже $1{,}5 \cdot 10^{-3}$ Ом.м^2 рекомендуется электроды располагать перпендикулярно.

4.66. В случае отсутствия как МС-08, так и М-416 допускается использование тестеров, например прибора Ц-4315.

4.67. При исследованиях измерение сопротивления грунта следует производить после закладки образцов, но не ранее чем через неделю; этот срок необходим, чтобы дать возможность грунту слежаться.

4.68. Во время нахождения образцов в грунте измерения рекомендуется проводить не реже 4 раз в год. Целесообразно сопоставить их с сезонными изменениями (таяние снегов, сезон дождей и т.д.). Если участок находится на поливных землях, желательно одно измерение провести через 3-5 сут после полива.

4.69. Как показал опыт многолетних полевых исследований, перед выемкой образцов также нужно производить измерение, если с предыдущего измерения прошло больше месяца.

5. ОХРАНА ТРУДА

5.1. При выполнении работ следует неукоснительно соблюдать требования безопасности, изложенные в следующих нормативно-технических документах:

Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. М., Недра, 1982;

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., Энергия, 1971.

5.2. К выполнению работ по электрохимической защите допускаются ИТР и рабочие не моложе 18 лет, прошедшие обучение, инструктаж и медицинское освидетельствование в соответствии с ОСТ 102-78-83 и ОСТ 102-77-83.

5.3. На каждом участке должны быть инструкции по технике безопасности, а также журнал установленной формы, куда заносятся данные о проведенном инструктаже.

5.4. Перед выполнением работы в шурфах необходимо проверить их на наличие газа. Если неожиданно обнаружен газ, то

работы должны быть немедленно прекращены и люди выведены из опасной зоны.

5.5. Для выполнения работ в шурфах следует назначать не менее двух человек, из которых один должен находиться наверху и следить за безопасностью второго.

5.6. Во время измерений удельного электрического сопротивления грунта следует помнить, что на токовых клеммах создается высокое напряжение (1000 В), поэтому прикосновение к оголенным проводам, подсоединенным к прибору, может привести к поражению током.

5.7. При проведении работ на установках последние должны быть заземлены.

5.8. Нельзя прикасаться к оголенным местам проводников и к оборудованию, находящимся под напряжением.

5.9. При проведении измерений в шурфах нельзя прикасаться к трубопроводу до тех пор, пока не будет установлено, что напряжения на нем нет.

5.10. Измерительные приборы необходимо располагать в местах, удаленных от шурфа и трубопровода.

5.11. Все электрические устройства должны иметь ограждения, предупредительные плакаты и закрываться на замок.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I
Обязательное

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВЛАГОПЕРЕНОСА В ОКОЛОТРУБНОМ СЛОЕ ГРУНТА

Грунт является увлажненной капиллярно-пористой коллоидной средой. Под действием потока тепла в этой среде происходит перемещение влаги по направлению потока тепла. Влагоперенос осуществляется двумя механизмами. Влага перемещается в жидком состоянии вследствие разности поверхностного натяжения капиллярной влаги и избыточного давления паровоздушной смеси в более нагретых объемах грунта. После частичного освобождения пор и капилляров остаточная влага переносится в виде пара за счет изыточного давления в более нагретых объемах и конденсации его в менее нагретых. При частичном заполнении пор и капилляров грунта влагой в жидком состоянии оба механизма реализуются одновременно; в противном случае жидкостный механизм осушки предшествует паровому.

В области температур $100^{\circ}C$ и выше значительно возрастает роль избыточного давления вследствие повышенного испарения влаги и давления паровоздушной смеси в более нагретых объемах грунта. В этом случае жидкостный влагоперенос протекает под преимущественным воздействием этого фактора и называется фильтрационным.

Жидкостный и фильтрационный механизмы обеспечивают быстрый и максимальный относ влаги от корродирующей стальной поверхности в течение 24-72 ч. Паровой механизм имеет значительно меньшую скорость, но за счет этого явления грунт осушается до очень низких значений влажности. Паровой влагоперенос наиболее интенсивно протекает в грунтах крупного гранулометрического состава (песок) и при максимальной приближенности к поверхности почвы.

На рис.I представлена диаграмма для определения возможности возникновения влагопереноса в грунтах, наиболее часто встречающихся в эксплуатационных условиях. Это песок (пористость $П = 0,4$), супесь ($П = 0,47$) и суглинок ($П = 0,55$). В глине во влажном состоянии за счет набухания коллоидных частиц практически пористость падает до величины пористости песка и ниже.

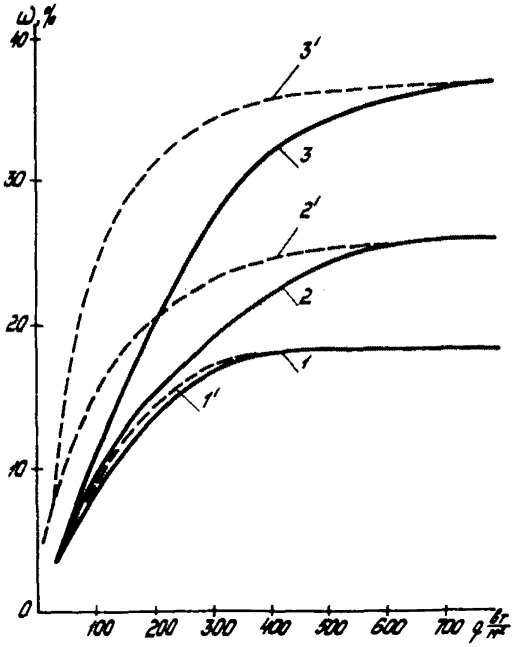


Рис.I. Диаграмма графического определения возможности возникновения динамического влагопереноса для грунта:
I- n =0,4; t пов < +I00°С; 2- n =0,04; t пов ≥ +I00°С; 3- n =0,47; t пов < +I00°С; I'- n = 0,47; t пов ≥ +I00°С; 2'- n =0,55; t пов. < +I00°С; 3'- n =0,55; t пов. ≥ +I00°С

Для расчетов пористость грунтов определялась в абсолютно сухом состоянии по стандартной методике, изложенной в приложении 2.

На диаграмме (рис.I) кривые ограничивают сверху область значений влажности и плотности теплового потока, при которых возникает жидкостный влагоперенос. Если точка с координатами $|q,w|$ находится в этой зоне, то влага перемещается в жидкой фазе: чем дальше находится точка от прямой, тем процесс интенсивнее.

Для области температур 100°С и выше это поле расширяется соответствующей прерывистой кривой.

Возможность возникновения жидкостного влагопереноса для температур ниже 100°С, которую далее будем называть "потенциал возникновения влагопереноса $\psi_в''$, можно определить по уравнению

$$\psi_в = \ell n \frac{q}{e^{n\omega_0 K \cdot 0{,}01}}, \qquad (I)$$

где q – плотность потока тепла от трубопровода, Вт.м$^{-2}$;

e – основание натурального логарифма;

n – пористость грунта в относительных единицах, которая определяется по приложению 3;

w_0 – начальная влажность грунта в процентах, которая вычисляется по приложению 4;

K – коэффициент (рис.2).

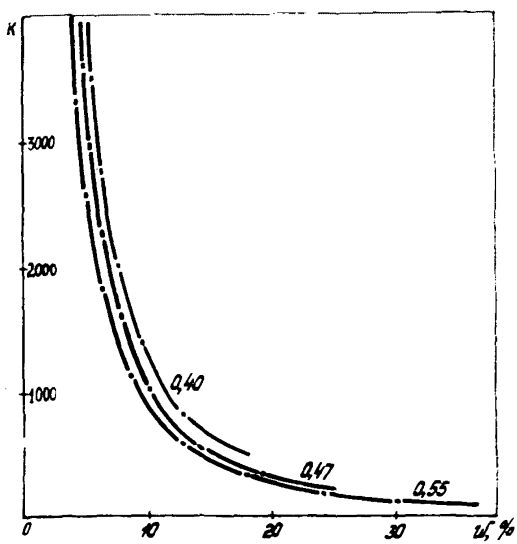


Рис.2. Зависимость величины коэффициента К от влажности грунтов w''

Для областей температур 100°С и выше потенциал возникновения влагопереноса рассчитывается по следующему уравнению:

$$\psi_{B_{100}} = \ell n \frac{q + \Delta q}{e^{n w_0 k \cdot 0{,}01}}, \qquad (2)$$

где Δq – электрическая величина, отражающая появление фильтрационного влагопереноса.

Определяется по диаграмме (рис.3).

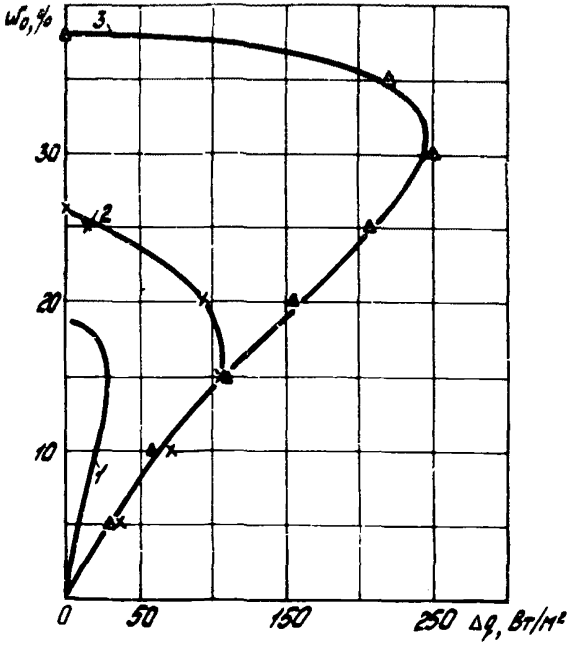


Рис.3. Зависимость эмпирической величины Δq от первоначальной влажности грунта w_0 :
I– n = 0,4; 2 – n = 0,47; 3 – n = 0,55

Плотность потока тепла от трубопровода в грунт находят по уравнению

$$q = \frac{2\lambda(t_{c_1} - t_{c_2})}{d_1 \ell n \frac{d_2}{d_1}}. \qquad (3)$$

Здесь t_{c_1} – температура поверхности изоляционного покрытия трубопровода; принимается равной температуре транспортируемого продукта, °С;

t_{c_2} – температура грунта на расстоянии 10 см от поверхности изоляции трубопровода; измеряется стационарным датчиком (см.разд.3), °С;

d_1 – диаметр поверхности изоляционного покрытия трубопровода, м;

$$d_2 = d_1 + 0{,}2 \ ;$$

λ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт.м$^{-1}$град$^{-1}$, определяется по диаграмме рис.4.

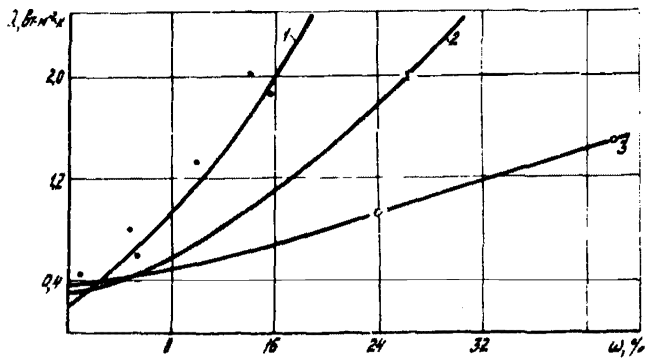


Рис.4. Зависимость величины коэффициента теплопроводности грунта λ от влажности W:
I– n = 0,4; 2– n = 0,47; 3– n = 0,55

За начальную влажность W_0 принимается влажность грунта на глубине оси трубопровода на расстоянии 3–5 м от его стенки по горизонтали.

Температуру стенки трубопровода на любом участке трассы можно теоретически определить по формуле

$$t_{тр} = t_{гр} + \frac{t_{вых} - t_{гр}}{e^{\frac{82{,}6 \cdot K_т \cdot D \cdot \ell}{v \cdot \Delta \cdot C_\rho \cdot 10^6}}}, \qquad (4)$$

где $t_{тр}$ – температура стенки газопровода, °С;

$t_{гр}$ – температура грунта на глубине укладки трубопровода в данное время года (°С) на расстоянии более 3 м от стенки трубы;

D – наружный диаметр трубопровода, м;

$t_{вых}$ – температура газа на выходе с КС, ^{o}C;

K_T – коэффициент теплопередачи от газа к грунту (К = =I,7445 Вт.м$^{-2}$);

C_p – теплоемкость газа, 2512 Дж·кг$^{-I}$град.$^{-I}$;

Δ – относительный вес газа по воздуху Δ = 0,62;

U – пропускная способность газопровода, м^{3}сут$^{-I}$;

ℓ – расстояние от начала трубопровода до расчетной точки на трассе, м.

Приложение 2
Обязательное

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ВЛАЖНОСТИ ГРУНТА ВЕСОВЫМ МЕТОДОМ

Грунт отбирается в алюминиевую бюксу, закрывается плотно крышкой и герметизируется липкой лентой для транспортировки к месту обработки.

На месте грунт взвешивается на технических весах ВЛ-5СС в открытой бюксе после быстрого снятия крышки и ленты.

После этого грунт в открытой бюксе помещается в сушильный шкаф и высушивается при температуре не более 105°С. Окончание сушки грунта определяется по стабилизации веса бюксы с грунтом. Открытая бюкса с высушенным грунтом взвешивается (вес P_2). После этого грунт тщательно, без остатка извлекается из бюксы, и последняя также взвешивается без грунта P_3. Относительная влажность грунта определяется по формуле

$$w = \frac{P_1 - P_2}{P_2 - P_3} ; \qquad (1)$$

в процентах

$$w = \frac{P_1 - P_2}{P_2 - P_3} \times 100\% . \qquad (2)$$

Приложение 3
Обязательное

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ГРУНТА В ВОЗДУШНО-СУХОМ СОСТОЯНИИ

Грунт высушивается при комнатной температуре до стабилизации веса.

Пористость грунта в воздушно-сухом состоянии определяется по формуле

$$n = 1 - \frac{\gamma}{(1 + w)\Delta}, \qquad (1)$$

где n – пористость в относительных единицах;

γ – объемный вес грунта, $г\cdot см^{-3}$;

Δ – удельный вес грунта;

w – влажность грунта в относительных единицах (см. приложение 2).

Для определения удельного веса грунта в лабораторных условиях применяют технометрический метод. Последовательность и содержание операций при этом следующие:

1. Пикнометр объемом 100 $см^3$ заливают дистиллированной водой до метки, взвешивают с точностью до 0,001 г (вес P_1).

2. Пробу грунта в воздушно-сухом состоянии растирают пестиком и просеивают через сито с отверстиями диаметром 1 мм.

3. Берут из просеянного грунта навеску 10–15 г, высушивают при 100–105°С, охлаждают и помещают в предварительно взвешенный пикнометр. Взвешивают пикнометр с грунтом, вычитают вес пикнометра и получают вес грунта Р.

4. Для удаления воздуха из грунта пикнометр наполняют водой на 0,3–0,5 его емкости и кипятят в течение 30 мин (пески) и 1 ч (глина и суглинки).

5. После кипячения пикнометр охлаждают, доливают до метки дистиллированной водой, измеряют температуру воды в пикнометре, которая должна быть, как в первом случае, 20°С, и взвешивают на аналитических весах (вес P_2).

6. Вычисляют Δ по формуле

$$\Delta = \frac{P}{P_1 + P - P_2}, \; г\cdot см^3. \qquad (2)$$

Для расчета объемного веса применяют метод режущих цилиндров. Последовательность и содержание операции при этом следующие:

1. Калиброванным кольцом с заранее заданным внутренним объемом ($см^3$) берут пробу нужного грунта в воздушно-сухом состоянии;

2. Взвешивают пробу (вес P_4);

3. Определяют объемный вес по формуле

$$\gamma = \frac{P_4}{V}, \; г.см^{-3} \qquad (3)$$

Примечания:

1. В полевых условиях ориентировочно можно определить тип грунта и соответственно по типу его пористость, используя классификацию А.Е.Ларионова, установить с ее помощью размеры минеральных зерен и содержание в грунте коллоидных частиц (%).

2. Песок ($n \approx 0,4C$) - скопления минеральных зерен размером от 0,05 до 2 мм. Они содержат минимальное количество коллоидных глинистых частиц, хорошо водопроницаемы.

3. Супеси ($n = 0,47$) - 3-10% коллоидных частиц, в очень слабой степени обладают характерными свойствами глинистых и суглинистых грунтов. Размер зерен - от 0,005 до 2,0 мм.

4. Суглинки - от 10 до 30% коллоидных частиц. Остальная часть - зерна от 0,005 до 2,0 мм.

5. Глины - то же, но содержащие свыше 30% коллоидных частиц.

Приложение 4
Обязательное

МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ИЗМЕРЕННОГО ПОТЕНЦИАЛА С ОМИЧЕСКИМ ПАДЕНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Интервал температур, °С	Потенциал с омическим падением напряжения, не ниже (по абсолютной величине), В
30–50	-I,0
50–70	-I,I
70–I00	-I,I5

ЛИТЕРАТУРА

I. Ловачев В.А., Глазов Н.П. Методика исследований эффективности электрохимической защиты. Труды ВНИИСТа, 1977, вып.41, с.27-39.

2. Контрольный образец для измерения скорости почвенной коррозии. Савинков Е.М., Глазов Н.П., Тутельян К.О., Исаев С.С., Ловачев В.А. - Авт.свид. № 938104 СССР. Заявл.22.12.80, № 3228259/25-28, опубл.23.06.82, бюл.№ 23.

3. Ловачев В.А., Глазов Н.П. Исследование критериев защиты магистральных трубопроводов, прокладывающих в засоленных грунтах. Вопросы теории и практики электрохимической защиты от коррозии в нефтегазовой промышленности. Труды ВНИИСТа, 1977, вып.41, с.40-56.

4. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. - М.: Энергия, 1977, с.344.

5. Голянд М.М. Расчеты и испытания тепловой изоляции. - М.: Гостоптехиздат, 1961, с.315.

6. Теплотехнический справочник в двух томах. т.1. - Л.: Госэнергоиздат, 1957, с.728.

7. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Глава 8.- М.: ЦИТ Госстроя СССР, 1985, с.50.

8. Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промысловых объектов. ВСН 2-106-78. - М.: ВНИИСТ, 1980, с.176.

9. Справочник по электрохимическим материалам в трех томах, т.3. Под ред. Ю.В.Корицкого и др. - М.: Энергия, 1976, с.896.

10. Глазов Н.П., Стрижевский И.В, Калашникова А.М. и др. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. - М.: Недра, 1978, с.215.

11. ГОСТ 9.015-74. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования.

12. СНиП III-А "Техника безопасности в строительстве". -М.: Стройиздат, 1972.

13. Правила устройства электроустановок. - М.-Л.: Энергия, 1974.

I4. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. – М.: Недра, I982.

I5. "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" – М.: Энергия, I975.

I6. Рекомендации по технике безопасности при устройстве электрозащиты. – М.: ОНТИ ВНИИСТа, I967.

I7. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. – М.: Недра, I974.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3

2. Оценка опасности коррозии высокотемпературных трубопроводов в зависимости от условий их эксплуатации 4

3. Выбор оптимальных величин защитных потенциалов высокотемпературного трубопровода ... 7

4. Коррозионные измерения на высокотемпературных трубопроводах I2

5. Охрана труда 26

Приложения 29

Рекомендации
по электрохимической защите горячих
участков трубопроводов с учетом теплового
потока и их коррозионного состояния

Р 596-86

Издание ВНИИСТа

Редактор Л.С.Панкратьева
Корректор Г.Ф.Меликова
Технический редактор Т.Л.Датнова

Л-I05095 Подписано в печать 23/XII I986г. Формат 60x84/I6.
Печ.л. 2,75 Уч.-изд.л.2,4 Бум.л. I,375
Тираж 650 экз. Цена 24 коп. Заказ I74

Ротапринт ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru