Миннефтегазстрой

Всесоюзный научно-исследовательский институт
по строительству магистральных трубопроводов

ВНИИСТ

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора института
К.И.Зайцев
"18" 04 1991г.

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ

"Технические нормы проектирования и осуществления противокоррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья"

ВИ 006-91
ВНИИСТ

СОГЛАСОВАНО

Гипротюменнефтегаз - письмо № 53-539 от 04.03.91.
ВНИИСПТнефть - телеграмма № 566 от 11.03.91.
Гипровостокнефть - телеграмма №0852 от 15.03.91.

Москва 1991 г.

gost.e-ecolog.ru

Настоящая временная инструкция устанавливает необходимость применения противокоррозионной защиты внутренней и наружной поверхности промысловых трубопроводов от коррозии.

Временная инструкция разработана отделом электрохимической защиты Всесоюзного научно-исследовательского института по строительству магистральных трубопроводов - Глазовым Н.П., д.т.н.,заведующим отдела; Ефимовой А.М.,к.т.н.,зав.лабораторией и Овсепян К.А.,ст. научным сотрудником, при участии Приходько В.В.,руководителя группы Гипротюменнефтегаза.

Содержание

Стр.

I. Общие положения 4

2. Определение необходимости защиты внутренней поверхности трубопроводов. 6

3. Определение необходимости пассивной защиты наружной поверхности трубопроводов. 8

4. Определение необходимости электрохимической защиты наружной поверхности трубопроводов. . . . . 10.

Литература. 20

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности	Временная инструкция Технические нормы проектирования и осуществления противокоррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья.	Впервые

I. Общие положения.

I.I. Настоящая временная инструкция распространяется на подземные промысловые трубопроводы только района Среднего Приобья.

I.2. Временная инструкция базируется на результатах анализа статистических данных, материалах обследований и данных экспериментальных работ на нефтепромысловых трубопроводах, находящихся на территории Среднего Приобья.

I.3. Временная иструкция позволяет при проектировании противокоррозионной защиты определять необходимость защиты от внутренней и наружной коррозии.

I.4. Планируемый срок службы нефтепромысловых трубопроводов может быть обеспечен как путем применения протизокоррозионной защиты, так и без нее (за счет проведения ремонтно-восстановительных работ). В соответствии с Изменением №2 ГОСТ 25812-83 допускается отказ от противокоррозионной защиты при условии технико-экономического обоснования. Для временных промысловых трубопроводов со сроком службы не более 5 лет технико-экономическое обоснование может не проводится.

Внесены Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов. Отдел электрохимической защиты.	Утверждена ВНИИСТом "18" 07 1991 г.	Срок действия с I июля 1991 г. по I июля 1994 г.

I.5. Целесообразность противокоррозионной защиты определяется путем сравнения затрат на эксплуатацию сооружений без защиты $З_{без}$ и при ней $З_{пр}$:

$$\Delta З = З_{без} - З_{пр} \qquad (I)$$

Если $\Delta З > 0$, то противокоррозионная защита экономически оправдана. Если $\Delta З \leq 0$, то противокоррозионная защита приведет к увеличению затрат и поэтому нецелесообраза.

I.6. В грунтах высокой коррозионной агрессивности промысловых трубопроводов должны иметь комплексную противокоррозионную защиту (включающую изоляционное покрытие и электрохимическую защиту), кроме тех случаев, когда планируемый срок службы промысловых трубопроводов менее 7 лет.

I.7. Классификация грунтов по их коррозионной агрессивности по отношению к углеродистой и низколегированной сталям приводится в табл. I (ГОСТ 9.602-89).

Таблица I.

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом.м.	Средняя плотность катодного тока, А/м^2
Низкая	Свыше 50	до 0,05
Средняя	От 20 до 50	От 0,05 до 0,20
Высокая	До 20	Свыше 0,20

I.8. Определение удельного электросопротивления и средней плотности катодного тока следует производить по методикам, изложенным в приложениях I и 2 к ГОСТ 9.602-89.

I.9. На основании изложенного во временной инструкции методического материала отделом электрохимической защиты ВНИИСТ разработана программа для персональных компьютеров, расчет варианта по которой занимает до 5 минут. Программа хранится во ВНИИСТе по адресу: 105058, Москва, Окружной проезд, 19.

2. Определение необходимости защиты внутренней поверхности трубопровода.

2.1. Затраты на эксплуатацию промысловых сооружений без противокоррозионной защиты равны:

$$З_{из} = C_{ко} N_{ов} \sum_{t-t_p}^{T} \ell_t f(\tau) \exp\left(-\frac{\delta - \delta_o}{t} в\right), \qquad (2)$$

где: $C_{ко}$ – стоимость ликвидации последствий коррозионного отказа, которая должна включать в себя не только затраты на ремонт, но и затраты на ликвидацию загрязнения окружающей среды и сумму штрафов при этом, руб/отк;

$N_{ов}$ – коэффициент регрессии, в зависимости от трубопровода определяется из табл.2;

ℓ_t – протяженность промысловых трубопроводов на момент времени t, км;

t – время появления первых коррозионных отказов, год;

$f(\tau)$ – коэффициент приведения будущих затрат к текущему моменту:

$$\tau = t - t_p$$

где: t_p – время принятия решения о противокоррозионной защите, год;

δ – толщина стенки трубы, мм;

Если область воздействия внутренней и наружной коррозии совпадают, то $\delta = \delta_т - vt$,

v – средняя скорость наружной коррозии. Определяется данными РД 39-01473623-339-89 Р или данными натурного обследования сооружений в данном регионе.

Если же область воздействия внутренней и наружной коррозии не совпадают, то $\delta = \delta_т$.

δ_o – остаточная толщина стенки трубы непосредственно перед отказом, мм;

$в$ – коэффициент регрессии, определяемый по данным анализа пото

ка отказов; выбирается из таолицы 2;

T - планируемый срок службы промысловых трубопроводов, год.

Таблица 2.

Вид трубопроводов	$N_{св}$, отк./км	$в$, год/мм
Высоконапорные водоводы	0,0687-0,288	0,496
Низконапорные водоводы	0,0III-0,I9I	0,544
Нефтесборные сети	0,0089-0,092	0,544
Все промысловые трубопроводы (кроме газлифта)	0,0220-0,332	0,5I2

2.2. Затраты на эксплуатацию промысловых трубопроводов при противокоррозионной защите складываются из затрат на ликвидацию последствий коррозионных отказов и затрат на противокоррзионную защиту $З_з$:

$$З_{пк} = C_{ко} N(P_в) + З_з \text{, руб,} \qquad (3)$$

где: $N(P_в)$ - количество коррозионных отказов при степени защиты, равной $P_в$, отказ;

$$N(P_в) = N_{ов} \sum_{t=t_{вз}^{в}}^{T} \ell_t \, f(\tau) \exp\left(-\frac{в(\delta - \delta_в)}{K_в \cdot t}\right) \qquad (4)$$

$t_{вз}^{в}$ - время ввода защиты от внутренней коррозии после начала эксплуатации промысла, год;

$K_в$ - коэффициент, зависящий от степени защиты внутренней поверхности трубопровода:

$$K_в = \frac{100 - P_в}{100},$$

$P_в$ - степень защиты, %. Так как $0 \leq P_в \leq 100$, то $1 \geq K_в \geq 0$.

$$З_з = K_з^{в} + Э_з^{в} \qquad (5)$$

$K_з^{в}$ - капитальные затраты на защиту от внутренней коррозии, руб.

$Э_з^в$ – эксплуатационные затраты на защиту от внутренней коррозии, руб.

$$K_з^в = K_{вк} \sum_{t_{вз}}^{T} \Delta l f(\tau) + K_{вк} \cdot 500 (1 - t_{вз}^в), \qquad (6)$$

$$Э_з^в = Э_{вк} \sum_{t_{вз}}^{T} l_\tau f(\tau), \qquad (7)$$

где: $K_{вк}$ – капитальные затраты на защиту единицы длины трубопровода, руб/км;

$Э_{вк}$ – эксплуатационные затраты на защиту от внутренней коррозии трубопровода, руб/км.год.

2.3. Необходимость защиты от коррозии внутренней коррозии определяется из выражения:

$$B_1 = З_{ез} - З_{пк} \qquad (8)$$

Если $B_1 > 0$, защита от внутренней коррозии нужна. Если $B_1 \leqslant 0$, то защита от внутренней коррозии экономически неоправдана.

3. Определение необходимости пассивной защиты наружной поверхности трубопроводов.

3.I. В высокоомных, в основном, грунтах Среднего Приобья необходимость применения антикоррозионной изоляции во многих случаях будет определяться размерами затрат на ликвидацию последствий отказов.

3,2. При оценке необходимости защиты наружной поверхности промысловых трубопроводов от почвенной коррозии следует учитывать ухудшение коррозионной ситуации в процессе эксплуатации промысла из-за загрязнения территории промысла высокоагрессивными водами.

3.3. Затраты на ликвидацию отказов из-за коррозии на наружной поверхности труб в зависимости от состояния изоляции определяются

из выражения:

$$З_{нк} = C_{ко} N'_{он} \sum_{t_{вк}}^{T} (0{,}26 d_{ij} + 0{,}6) f(\tau) \ell_t \exp(a(t - t_{вк})), \quad (9)$$

где: a – коэффициент регрессии, равный 0,619 1/год;

$t_{вк}$ – время проявления первых отказов из-за почвенной коррозии с начала эксплуатации промысла, год;

$N'_{он}$ – коэффициент регрессии, равный 0,08 отк/год;

j – плотность тока, требуемая для защиты, мА/м^2;

$t_р$ – время принятия решения о противокоррозионной защите, год.

Изоляционное покрытие меняет свои свойства во времени, поэтому:

$$j = \frac{\pi CC}{R_{пн} \cdot e^{-\gamma t} + 350 D}, \quad (10)$$

где: $R_{пн}$ – начальное переходное сопротивление изоляции, Ом.м^2;

ρ – удельное электросопротивление грунта, Ом.м;

D – диаметр трубопровода, м;

γ – коэффициент, учитывающий скорость изменения переходного сопротивления во времени, 1/год.

3.4. Затраты на ликвидацию отказов из-за коррозии на наружной поверхности при отсутствии изоляции определяются из выражения:

$$З_{си} = C_{лс} N_{сн} \sum_{t_{вк}}^{T} \left(0{,}26 d_2 \frac{\pi CC}{350 D} + 0{,}6\right) f(\tau) \ell_t \exp(a(t - t_{вк})). \quad (11)$$

3.5. Необходимость изоляции определяется следующим образом:

$$B_2 = З_{си} - З_{нк} - K_{из} \quad (12)$$

где: $K_{из}$ – капитальные затраты на изоляцию трубопроводов, руб/км;

$$K_{из} = K_{из1} \cdot \ell_t,$$

$K_{из1}$ - стоимость изоляции I км трубопровода данного диаметра руб/км.

Если $B_2 > C$, то изоляция необходима; если $B_2 \leq 0$, то изоляция экономически неоправдана.

3.6. Необходимость антикоррозионной изоляции трубопроводов Среднего Приобья может быть определена либо расчетом по методике, изложенной в данном разделе, либо по номограммам рис.I-4. Номограммы позволяют установить необходимость изоляции (пленочной или битумной) наружной поверхности трубопроводов при различном сроке службы в зависимости от средней стоимости отказа и удельного сопротивления грунта. Область, в которой изоляция необходима, расположена на номограмме выше кривой, соответствующего планируемого срока службы.

3.7. Примеры пользования номограммами для определения необходимости изоляции нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья (рис.I-4) приведены на рис.5.

В первом примере рассмотрен случай, когда в близких грунтовых условиях происходят отказы, на ликвидацию которых затрачивается 0 и 300 руб., и , соответственно, при меньшей стоимости ремонтных работ трубопровод может эксплуатироваться без изоляции. Во втором примере при одинаковой стоимости ликвидации последствий аварии в грунтах с более высоким электросопротивлением, а значит более низкой коррозионной активностью, трубопровод может эксплуатироваться без изоляции, и требуемый срок службы будет обеспечен.

4. Определение необходимости электрохимической защиты наружной поверхности трубопроводов.

4.I. Необходимость электрохимической защиты также как и изоляции в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности определяется технико-экономическими расчетами.

4.2. При прокладке трубопроводов в грунтах с чередующейся корро-

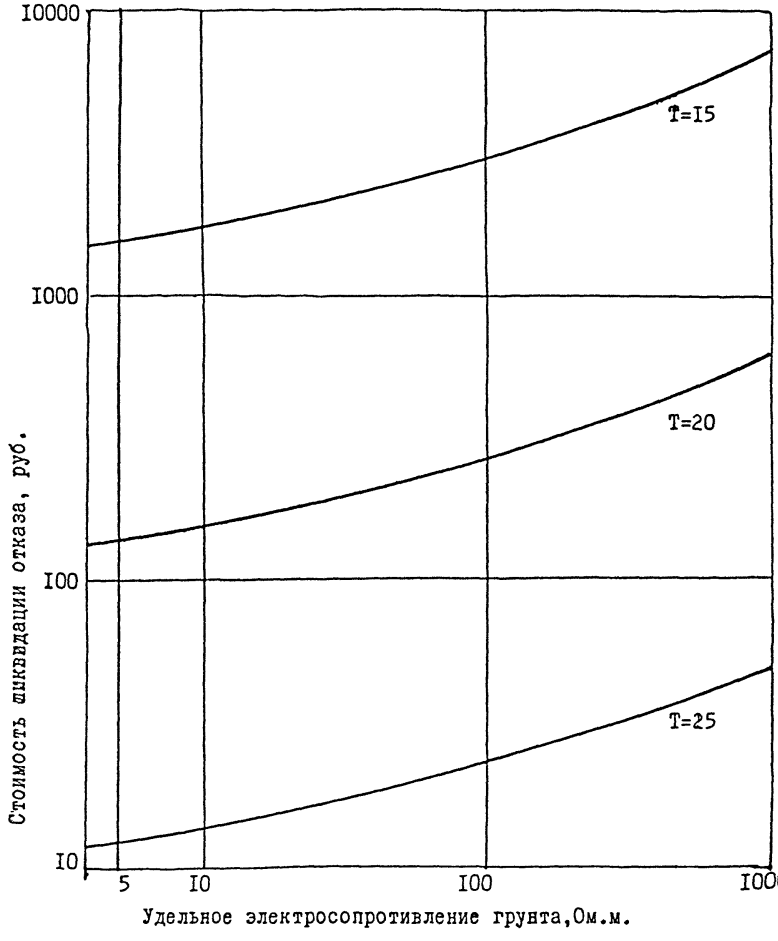

Рис. 1. Номограмма для определения необходимости изоляции нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья.
(полимерная пленка, стоимость изоляции 400 руб/км)

T - срок службы трубопровода, год.

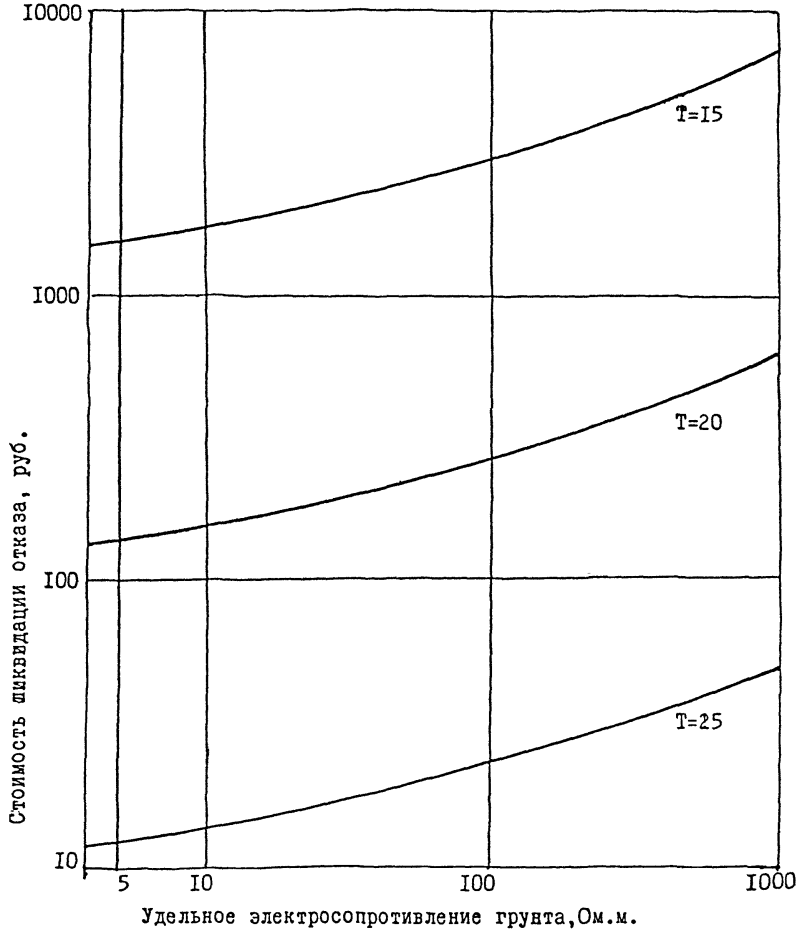

Рис.1.Номограмма для определения необходимости изоляции нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья.
(полимерная пленка, стоимость изоляции 400 руб/км)

Т - срок службы трубопровода, год.

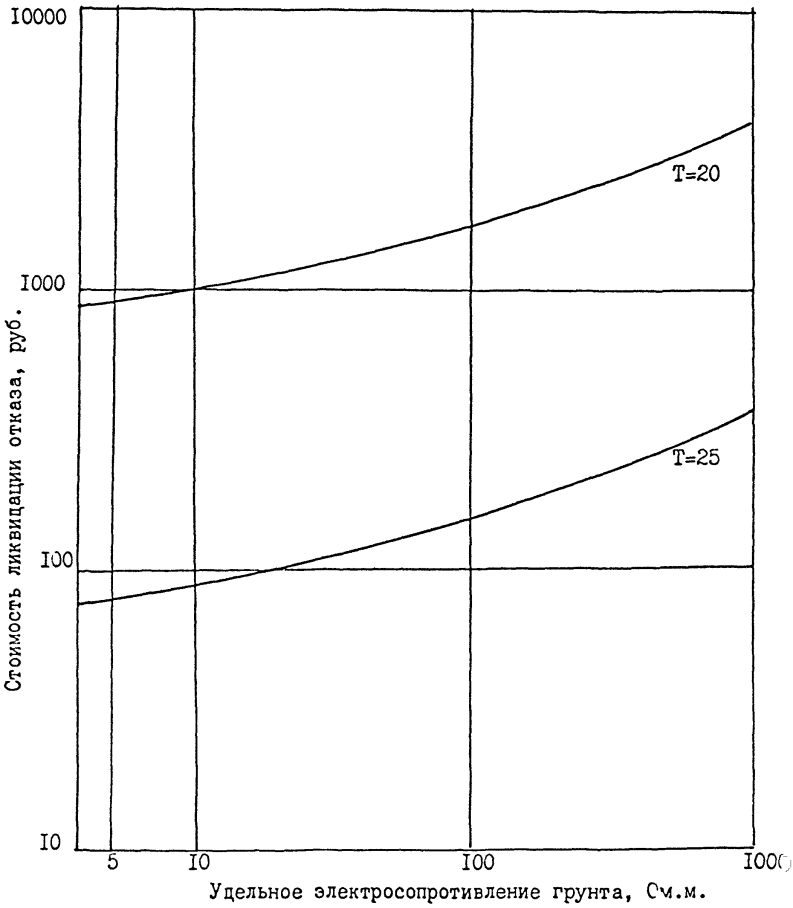

Рис. 3. Номограмма для опрецеления необходимости изоляции нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья. (битум, стоимость изоляции 2000 руб./км)

Т- срок службы трубопровода, год

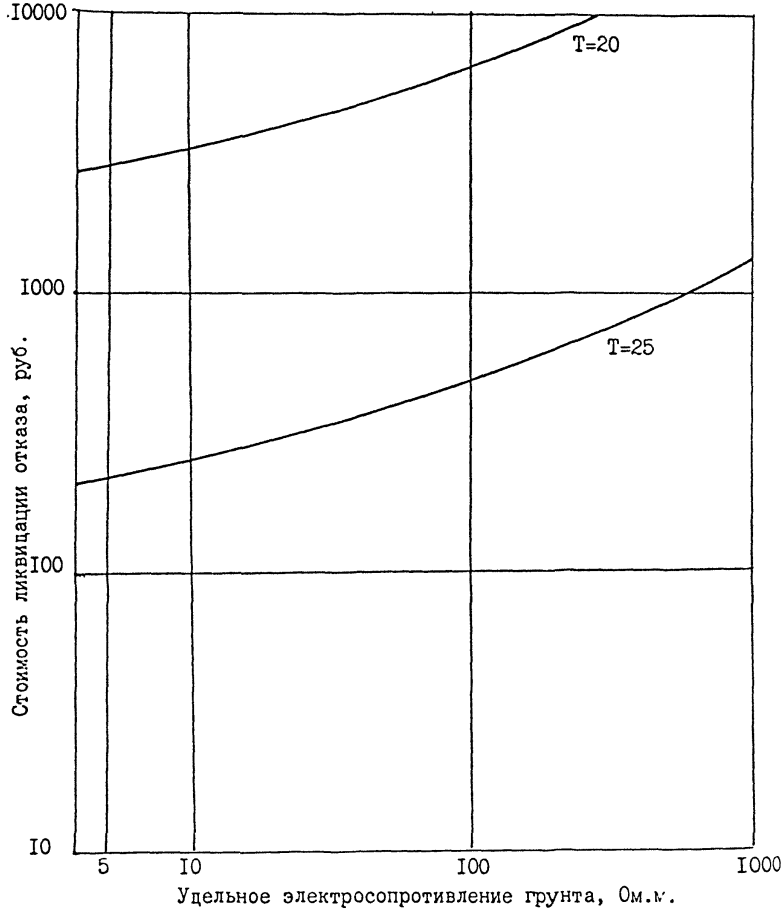

Рис. 4. Номограмма для определения необходимости изоляции нефтепромысловых трубопроводов Среднего Приобья. (битум, стоимость изоляции 5000 руб./км)

T - срок службы трубопровода, год

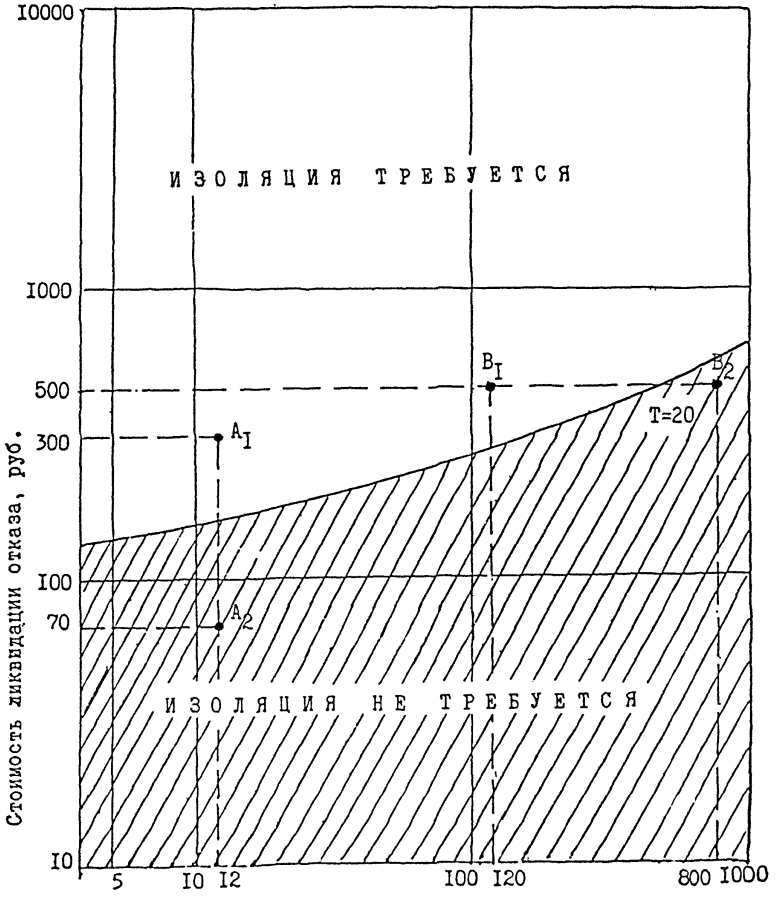

Рис. 5. Пример пользования номограммами для определения необходимости изоляции

зионной агрессивностью и в расчет необходимо принимать грунты с наибольшей коррозионной агрессивностью, имеющей место на не менее чем 30% общей протяженности трубопровода.

4.3. Необходимость электрохимической защиты (ЭХЗ) определяется сравнением затрат она эксплуатацию сооружений без защиты ($З_{бэ}$) и затрат на эксплуатацию при защите, складывающихся из затрат на ликвидацию отказов до применения защиты ($З_{дэ}$) и после нее ($З_{пэ}$) с капитальными вложениями ($К_э$) и затратами на эксплуатацию ЭХЗ ($Э_э$):

$$В_з = З_{бэ} - (З_{дэ} + З_{пэ} + К_э + Э_э). \qquad (13)$$

4.4. Затраты на ликвидацию отказов на промысловых трубопроводах без ЭХЗ:

$$З_{бэ} = C_{кс} N_{сн} \sum_{t_р}^{T} \ell_t f(\tau) \exp(a(\tau)) \left(0{,}26 \ln \frac{400}{R_{пн} e^{-\gamma t} + 5\rho D} + 0{,}6\right). \qquad (14)$$

4.5. Затраты на ликвидацию отказов на промысловых трубопроводах до ввода ЭХЗ:

$$З_{дэ} = C_{кс} N_{сн} \sum_{t}^{t^{н}_{вз}} \ell_t f(\tau) \exp(a(t - t_{вк})) \left(0{,}26 \ln \frac{400}{R_{пн} e^{-\gamma t} + 5\rho D} + 0{,}6\right). \qquad (15)$$

4.6. Затраты на ликвидацию отказов после ввода ЭХЗ:

$$З_{пэ} = C_{кс} N_{сн} \sum_{t^{н}_{вз}}^{T} \ell_t f(\tau) \exp(a_н(t - t_{вк})) \left(0{,}26 \ln \frac{400}{R_{пн} e^{-\gamma t} + 5\rho D} + 0{,}6\right), \qquad (16)$$

где: $t^{н}_{вз}$ – время ввода Э.З, год;

$K_н$ – уменьшение скорости наружной коррозии, зависит от степени защиты $P_н$, определяется по выражению:

$$K_н = \frac{100 - P_н}{100};$$

$P_н$ – степень защиты наружной поверхности трубопроводов, %

4.7. Капитальные затраты на организацию ЭХЗ определяются из выражения:

$$K_Э = K_{Э1} K_З \left(l_{t_{вз}^{н}} + \Delta l \sum_{t_{вз}^{н}}^{T} f(\tau) \right), \qquad (17)$$

где: $K_{Э1}$ – капитальные затраты на ЭХЗ 1км трубопровода, руб/км;

$K_З$ – доля трубопроводов, находящихся в агрессивных условиях и требующих защиты.

4.8. Затраты на эксплуатацию средст ЭХЗ:

$$Э_Э = Э_{Э1} \cdot K_З \sum_{t_{вз}^{н}}^{T} l_t \cdot f(\tau), \qquad (18)$$

где: $Э_{Э1}$ – эксплуатационные затраты на ЭХЗ 1 км трубопровода, руб/км.год.

4.9. Электрохимическая защита необходима, если $B_З > C$ (13), в тех случаях, когда $B_З \leq C$, то ЭХЗ экономически не оправдана.

4.10. В тех случаях, когда технико-экономические расчеты показывают, что и изоляция и электрохимическая защита не целесообразны, но на трассе имеются грунты с высокой коррозионной агрессивностью, необходимо предусматривать комплексную противокоррозионную защиту на этих участках; причем изоляционное покрытие должно наноситься на не менее, чем тройной длине этого участка, так чтобы от каждой границы раздела высокоагрессивный грунт-менее агрессивный грунт трубопровод имел изоляцию на длине, равной протяженности участка с высокоагрессивным грунтом.

4.11. В случаях, предусмотренных п.4.10, электрохимическая защита осуществляется локальной, так чтобы на участке трубопровода, пролегающего в агрессивных грунтах, были обеспечены необходимые защитные потенциалы.

4.12. Наиболее эффективной локальной электрохимической защитой является протекторная защита, осуществляемая с помощью литых или

протяженных протекторов, так как в этом случае практисески исключается вредное влияние этой защиты на другие сооружения.

4.13. Протекторная защита исключает необходимость прокладки линий электропередачи, установку катодных станций и анодных заземлений, а также требует минимальный расход на ее эксплуатацию.

4.14. На участках с локальной электрохимической защитой необходимо устанавливать контрольно-измерительные пункты (кроме тех, что требуются ГОСТ 25812-83) в следущих местах:

- в местах подключения дренажных проводов к трубопроводу;
- на границе участков агрессивный-неагрессивный грунт;
- на границе изолированный-неизолированный трубопровод.

4.15. Контрольно-измерительные пункты внутри участка с агрессивным грунтом должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ 9.602-89 для измерения поляризационного потенциала.

4.16. На участках, где трубопровод изолировать не целесообразно, должно быть организовано ежегодное обследование с целью определения коррозионного состояния трубопровода и выявления мест наиболее коррозионно опасных, а также для контроля за изменением коррозионной агрессивности грунтов. Работы по обследованию должны проводиться по методике, специально утвержденной эксплуатирующей организацией.

4.17. Все случаи коррозионных отказов должны быть изучены в соответствии с техническими нормами, утвержденными Главтюменнефтегазом, и накапливаться в банке данных по неизолированным трубопроводам.

4.18. Параметры изоляции должны соответствовать требованиям ГОСТ 25812-83, а участки изолированного трубопровода, законченные строительством или ремонтом, должны контролироваться методом катодной поляризации по методике, изложенной в приложении 6 (раздел 2) к ГОСТ 25812-83.

4.19. При проектировании локальной электрохимической защиты рекомендуется использовать расчетные методики ВСН 2-106-78 или других документов, заменяющих эти ВСН.

Литература

I. ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".-М.: Из-во стандартов,1983.

2. РД 39-0147323-339-89 Р "Инструкция по проектированию и эксплуатации коррозионной защиты трубопроводов систем нефтесбора на месторождениях Западной Сибири".-Тюмень,1989.

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

4. ВСН 51-3-85 / ВСН 51-2.38-85 (Мингазпром,Миннефтепром) "Проектирование промысловых стальных трубопроводов".-М.: ВНИИЭгазпром,1985.

Зав.отделом электрохимической защиты,д.т.н. Н.П.Глазов

Заведующая лабораторией,к.т.н. А.М.Ефимова

Ст.научн.сотрудник К.А.Овсепян

gost.e-ecolog.ru