

УДК 66.026.2

А.А. Филатов, к.т.н., начальник Департамента капитального ремонта, ОАО «Газпром»; **М.Ю. Митрохин**, д.т.н., заместитель начальника Управления организации и мониторинга восстановления основных фондов объектов транспорта и ПХГ, ОАО «Газпром»; **А.В. Шупилов**, к.т.н., заместитель начальника Управления – начальник отдела Управления планирования капитального ремонта Департамента капитального ремонта, ОАО «Газпром»; **И.И. Велиюлин**, д.т.н., директор центра «Оргремдигаз»; **В.И. Городниченко**, к.т.н., главный технолог центра «Оргремдигаз»; **М.А. Широков**, начальник отдела центра «Оргремдигаз», ОАО «Оргэнергогаз»

Ремонт газопроводов по техническому состоянию

Разработана методика определения периодичности проведения внутритрубного технического диагностирования и объемов выборочного капитального ремонта газопроводов, необходимых для обеспечения их безопасной эксплуатации при ремонте по техническому состоянию. На основе анализа статистических данных по повторному внутритрубному техническому диагностированию газопроводов предложено повысить нормативное значение интервала времени между ВТД в диапазоне от 6 до 10 лет в зависимости от условий эксплуатации газопроводов и объемов их выборочного капитального ремонта.

Ключевые слова: газопровод, ремонт по техническому состоянию, поврежденность, дефект, периодичность, планирование.

Газопровод является ремонтпригодным объектом, и его безотказность в течение срока службы в соответствии со стандартом [1] обеспечивается выполнением требований технической документации, регламентирующей вопросы безопасной эксплуатации, и своевременным проведением технического обслуживания, технического диагностирования и ремонта по техническому состоянию, т.е. ремонта, при котором контроль технического состояния выполняется с определенной периодичностью, а объем и момент начала ремонта и его продолжительность определяются техническим состоянием газопровода.

В настоящее время в ОАО «Газпром» контроль технического состояния осуществляется с периодичностью, определяемой по стандартам [1–2]. Если на газопроводе уже проводилось внутритрубное техническое диагностирование (ВТД), то период времени, по истечении которого необходимо провести очередное ВТД $\tau_{\text{кор}}$, в соответствии со стандартом [2] определяется по формуле:

$$\tau_{\text{кор}} = \frac{-\xi}{\ln\left(\frac{1+n_{\text{кор}}^p}{n_{\text{кор}}}\right) \cdot V_{\text{кор}}^{\xi}} \quad (1)$$

где ξ – относительная глубина коррозионного дефекта, равная 0,4;

$n_{\text{кор}}$ – количество коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов ВТД;

$n_{\text{кор}}^p$ – планируемое к устранению количество коррозионных дефектов;

$V_{\text{кор}}^{\xi}$ – скорость изменения параметра закона распределения относительных глубин коррозионных дефектов, 1/год. В данном случае очередное ВТД следует проводить, когда относительная глубина хотя бы одного необнаруженного либо неустраненного коррозионного дефекта вырастет после ВТД до величины, превышающей значение, равное $\xi=0,4$.

Этот в целом правильный методический подход, основанный на результатах статистической обработки результатов ВТД, с определением параметра, характеризующего показательный закон распределения относительных глубин коррозионных дефектов, в ряде случаев может приводить к логическим противоречиям, связанным с использованием только одного параметра (ξ), влияющего на прочность трубы газопровода с коррозионным дефектом.

На рисунке 1 приведен пример обработки результатов ВТД в соответствии со стандартом [3], когда на газопроводе были обнаружены только допустимые дефекты с относительной глубиной, не превышающей 0,4.

Данный пример идеально подходит под описанную выше математическую модель определения времени проведения очередного ВТД, так как прежде всего ВТД информативно (обнаружено более 20 дефектов, относительная глубина которых более 0,15), и относительная глубина всех дефектов не превышает 0,4. На следующем примере (рис. 2) показано, что для того, чтобы корректно использовать математическую модель по определению периода времени, через который необходимо провести очередное ВТД, необходимо как минимум устранить 1 критический, 14 потенциально опасных и 27 допустимых дефектов, относительная глубина которых равна или превышает 0,4. И только тогда будет выполняться условие стандарта [2], в соответствии с которым очередное ВТД следует провести через период времени, когда относительная глубина хотя бы одного

неустраненного дефекта достигнет величины, равной 0,4.

На последнем примере оценки степени опасности коррозионных дефектов (рис. 3) показано, что возможна такая ситуация, когда данные ВТД информативны, а использование рассматриваемой математической модели некорректно, т.к. относительная глубина всех дефектов превышает 0,4. И, следовательно, чтобы применение математической модели было корректным, необходимо устранить все дефекты, в т.ч. допустимые.

Для того чтобы избежать подобных случаев, а математическая модель определения времени проведения очередного ВТД, основанная на статистической обработке результатов ВТД, всегда была применима при информативном ВТД и ее результатах, к которым можно применить показательный закон распределения, достаточно формулу для определения τ_{cor} представить в следующем виде:

$$\tau_{cor} = \frac{T_{cor}^n}{k_{cor}} \quad (2)$$

где k_{cor} – коэффициент запаса, равный 2; T_{cor}^n – наработка до отказа по коррозионному состоянию, лет.

Наработка до отказа по коррозионному состоянию T_{cor}^n после ВТД (количество лет после ВТД, по истечении которых на газопроводе предельная поврежденность d_{cor}^n хотя бы одного коррозионного дефекта достигнет величины, равной 1, что соответствует достижению предельного состояния) определяется по формуле:

$$T_{cor}^n = \frac{-d_{cor}^n}{\ln\left(\frac{1}{n_{cor}}\right) \cdot V_{cor}} \quad (3)$$

где d_{cor}^n – предельная поврежденность от коррозионного дефекта, равная 1; n_{cor} – количество коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов ВТД;

V_{cor} – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов, 1/год.

Количество коррозионных дефектов на газопроводе n_{cor} в соответствии со стандартом [4] определяется по формуле:

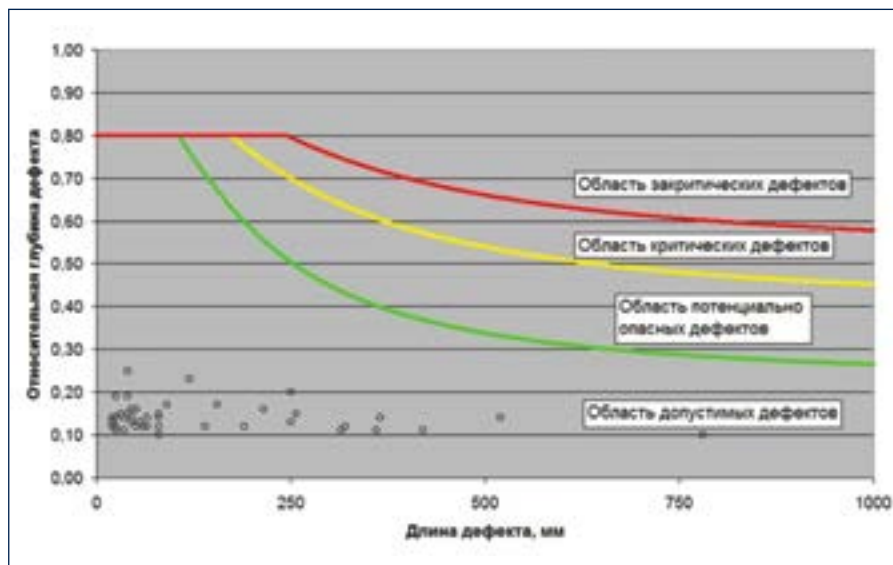


Рис. 1. Оценка степени опасности коррозионных дефектов на газопроводе диаметром 1420 мм и толщиной стенки труб 16,5 мм

$$n_{cor} = \frac{m_{0,25}}{\exp\left(\frac{-0,25}{\gamma_{cor}}\right)} \quad (4)$$

$$\gamma_{cor} = \frac{0,15}{\ln\left(\frac{m_{0,25}}{m_{0,4}}\right)} \quad (5)$$

где $m_{0,25}$ – число обнаруженных при проведении информативного ВТД коррозионных дефектов, поврежденность от которых больше или равна 0,25; γ_{cor} – параметр показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов. Параметр показательного закона распределения поврежденностей от коррозионных дефектов γ_{cor} в соответствии со стандартом [5] определяется по формуле:

где $m_{0,25}$, $m_{0,4}$ – число обнаруженных при проведении информативного ВТД газопровода коррозионных дефектов, поврежденность от которых больше или равна 0,25 и 0,4 соответственно.

Скорость изменения параметра показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов V_{cor} при наличии одного информативного ВТД определяется по формуле:

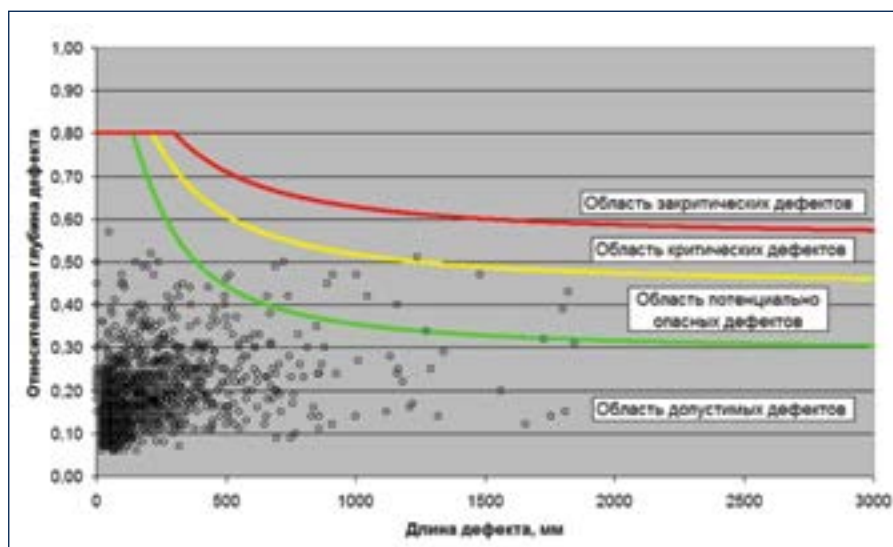


Рис. 2. Оценка степени опасности коррозионных дефектов на газопроводе диаметром 1420 мм и толщиной стенки труб 18,7 мм

Таблица 1. Результаты расчета периода времени между ВТД

№	$m_{0,25}$	$m_{0,4}$	$\gamma_{\text{кор}}$	$\tau_{\text{вТД}}$ лет	$V_{\text{кор}}$ 1/год	$n_{\text{кор}}$	$\tau_{\text{кор}}$ лет	$\tau_{\text{кор}}^n$	$n_{\text{кор}}^p$
1	325	58	0,087	14	0,00621	5752	9	9	–
2	413	100	0,106	15	0,00707	4367	8	8	–
3	741	215	0,121	15	0,00807	5850	7	7	–
4	156	31	0,092	20	0,00460	2362	14	10	–
5	927	325	0,143	8	0,017889	5318	3	5	20
6	521	252	0,207	7	0,029503	1748	2	4	25
7	129	102	0,639	10	0,063873	191	1	4	27
8	5272	2600	0,212	11	0,01929	17126	3	5	96

$$V_{\text{кор}} = \frac{\gamma_{\text{кор}}}{\tau_{\text{вТД}}} \quad (6)$$

где $\gamma_{\text{кор}}$ – параметр показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов; $\tau_{\text{вТД}}$ – время эксплуатации газопровода до проведения информативного ВТД, лет.

Если на газопроводе было проведено несколько ВТД и результаты хотя бы двух из них информативны, то скорость изменения параметра показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов $V_{\text{кор}}$ определяется по формуле:

$$V_{\text{кор}} = \frac{\gamma_{\text{кор}}^{\text{ин}1} + \gamma_{\text{кор}}^{\text{ин}2}}{2 \cdot \tau_{\text{вТД}}} \quad (7)$$

где $\gamma_{\text{кор}}^{\text{ин}1}, \gamma_{\text{кор}}^{\text{ин}2}$ – параметры показательного закона распределения поврежденностей от коррозионных дефектов для двух последних информативных ВТД;

$\tau_{\text{вТД}}$ – время эксплуатации газопровода до проведения последнего информативного ВТД, лет.

Главным отличием предлагаемой модели является то, что в ней используется поврежденность от коррозионных дефектов $d_{\text{кор}}$, которая определяется в соответствии со стандартом [6] по формуле:

$$d_{\text{кор}} = \frac{\zeta}{\zeta_p} \quad (8)$$

где ζ – относительная глубина дефекта; ζ_p – относительная глубина коррозионного дефекта, при которой, по расчетам, происходит разрыв трубы при проектном давлении, значение которой определяется по формуле, приведенной в стандарте [6].

В результате графики, представленные на рисунке 3, можно перестроить таким образом, чтобы поврежденность

от коррозионного дефекта измерялась по оси ординат и длина дефекта – по оси абсцисс. Результаты оценки степени опасности коррозионных дефектов, когда границы, разделяющие области допустимых, потенциально опасных и критических дефектов, выражены в виде функции, отражающей зависимость поврежденности от длины коррозионного дефекта, представлены на рисунке 4 (отражены только допустимые дефекты).

Как видим, модернизированная математическая модель универсальна (применима к любым информативным данным ВТД) и свободна от недостатков, присущих математической модели, использующей в качестве основного параметра относительную глубину дефекта.

Стандарты [1–2] вводят ограничение на период времени между ВТД. В соответствии со стандартом [1], время между ВТД для газопроводов, подверженных стресс-коррозии, не должно превышать 2 лет, а для газопроводов, техническое состояние которых в основном определяет коррозионное состояние в соответствии со стандартом [2], время между ВТД не должно превышать 5 лет. Однако, как показывает статистика по результатам повторных ВТД, количество выявляемых коррозионных дефектов и степень их опасности в результате принимаемых газотранспортным обществом мер по повышению безопасности газопроводов неуклонно снижается, что приводит к увеличению интервала времени между ВТД до 6–10 лет. Поэтому целесообразно повысить нормативное значение интервала времени между ВТД и устанавливать $\tau_{\text{кор}}$ в диапазоне от 6 до 10 лет в зависимости от условий эксплуатации газопроводов и объемов их выборочного ремонта. Если в результате расчета значение $\tau_{\text{кор}}$ будет менее 6 лет, то оно может быть увеличено до 6–10 лет. В этом случае безопасная эксплуатация газопровода в течение этого периода времени может быть обеспечена прежде всего устранением критических дефектов и проведением выборочного ремонта по устранению потенциально опасных дефектов. С учетом объема планируемого выборочного ремонта наработку до отказа после ВТД $T_{\text{кор}}^n$ следует определять по формуле:

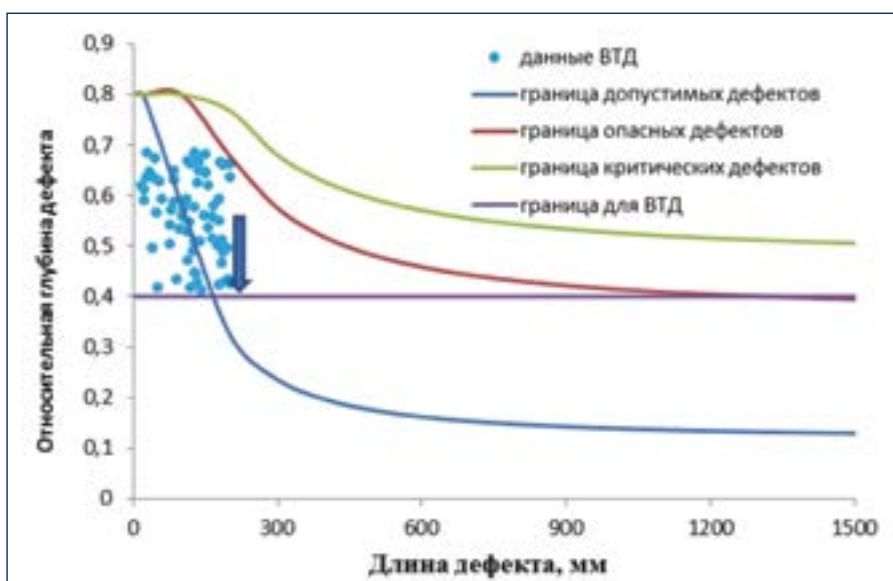


Рис. 3. Оценка степени опасности коррозионных дефектов газопровода диаметром 1220 мм и толщиной стенки труб 12 мм



$$T_{\text{cor}}^n = \frac{-1}{\ln\left(\frac{n_{\text{cor}}^p}{n_{\text{cor}}}\right) \cdot V_{\text{cor}}}, \quad (9)$$

где n_{cor} – количество коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов ВТД;

V_{cor} – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов, 1/год;

n_{cor}^p – количество дефектов, которое необходимо устранить, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию газопровода в течение времени между ВТД.

Количество дефектов, подлежащих устранению n_{cor}^p , в зависимости от задаваемого (планируемого 6–10 лет) количества лет между ВТД τ_{cor}^n , следует определять по формуле:

$$n_{\text{cor}}^p = n_{\text{cor}} \cdot \exp\left(\frac{-1}{k_{\text{cor}} \cdot V_{\text{cor}} \cdot \tau_{\text{cor}}^n}\right), \quad (10)$$

где n_{cor} – количество коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов ВТД;

V_{cor} – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов, 1/год;

τ_{cor}^n – планируемый интервал времени между ВТД, лет;

k_{cor} – коэффициент запаса.

В число дефектов, подлежащих устранению n_{cor}^p при планировании времени проведения очередного ВТД, не должны входить дефекты, классифицируемые по стандарту [3] как критические (недопустимые), устранение которых должно осуществляться в оперативном порядке сразу после получения результатов ВТД. Если для того, чтобы время между ВТД превышало 5 лет, потребуется устранить значительное количество потенциально опасных дефектов, то планируемое значение τ_{cor}^n может быть принято менее 6 лет, а газопровод следует планировать к выводу в капитальный ремонт методом переизоляции с заменой труб.

Формирование перечня дефектов, планируемых к устранению, производится только из дефектов, классифицируемых по стандарту [3] как потенциально опасные, и должно начинаться с оставшегося после устранения критических дефектов наиболее опасного дефекта и продолжаться включением из оставшихся потенциально опасных дефектов дефекта, поврежденность газопровода от которого максимальна. И если после окончания формирования перечня дефектов в количестве, равном n_{cor}^p , на газопроводе останутся дефекты, поврежденность газопровода от которых равна поврежденности газопровода от последнего дефекта, внесенного в перечень, то эти дефекты также подлежат устранению. Если число дефектов, подлежащих устранению n_{cor}^p таково, что выборочный ремонт экономически нецелесообразен, то газопровод необходимо планировать к выводу в капитальный ремонт методом переизоляции с полной заменой защитного покрытия и с заменой труб.

Рассмотренный алгоритм определения объемов ремонта по техническому состоянию можно также использовать

- фонтанная арматура
- блоки
обвязки скважин
- комплекты
подземного
оборудования
- станции управления
- противовыбросовое
оборудование
- сертификация API и ISO

на правах рекламы

394055, г. Воронеж,
ул. Ворошилова, 22,
тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73,
e-mail: 348168@rambler.ru,
www.vmezrn.ru

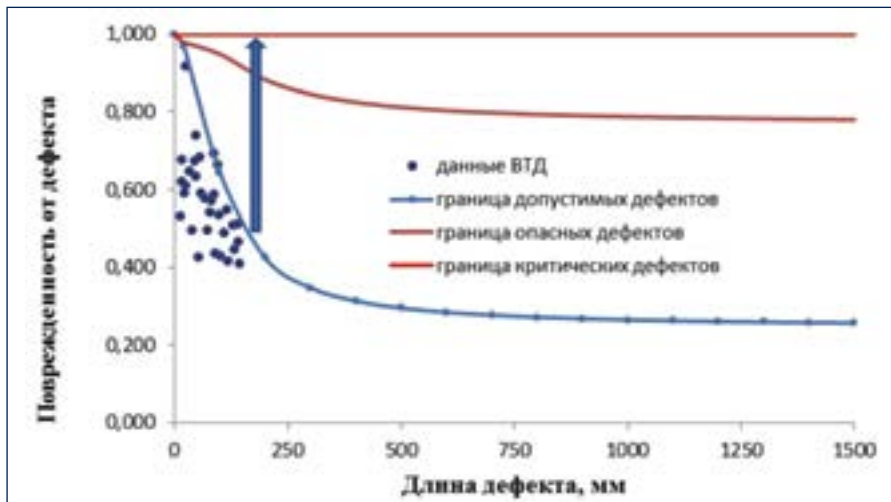


Рис. 4. Оценка степени опасности коррозионных дефектов по поврежденности

для увеличения времени между ВТД для любого значения $\tau_{\text{кор}}$ менее 6 лет. В таблице приведены для различных газопроводов примеры расчета периода времени, по истечении которого необходимо провести ВТД.

Для первых трех газопроводов $\tau_{\text{кор}}$ более 6 лет, и на них выборочный ремонт по устранению потенциально опасных дефектов не проводят, за исключением тех дефектов, глубина которых может подрасти до критической и планируемое время между ВТД $\tau_{\text{кор}}^{\text{п}}$ равно $\tau_{\text{кор}}$. На четвертом газопроводе $\tau_{\text{кор}}$ составляет 14 лет, следовательно, его следует ограничить 10 годами. Для 5–8 газопроводов $\tau_{\text{кор}}$ не превышает 3 лет, и для его увеличения на 2–3 года помимо устранения критических дефектов необходимо выполнить выборочный ремонт в указанных в таблице объемах. Последний газопровод из-за большого объема выборочного ремонта необходимо планировать к выводу в капитальный ремонт методом переизоляции с заменой труб. Выборочный ремонт необходимо выполнять в течение времени, не превышающего $\tau_{\text{кор}}$.

Если на газопроводе не проводилось ВТД, то время проведения ВТД $\tau_{\text{ВТД}}$ определяется по формуле:

$$\tau_{\text{ВТД}} = \frac{\gamma_{1\text{кор}}}{V_{1\text{кор}}} \quad (11)$$

где $\gamma_{1\text{кор}}$ – параметр показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов;

$V_{1\text{кор}}$ – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов, 1/год.

Скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов $V_{1\text{кор}}$ определяется корректировкой скорости изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов на газопроводе-аналоге по формуле:

$$V_{1\text{кор}} = V_{\text{аког}} \cdot \frac{\ln(\sigma_{\text{акц}}) \cdot \ln(\delta) \cdot \ln(\tau_{\text{ТКС}}) \cdot \ln(D_{\text{ан}})}{\ln(\sigma_{\text{кц}}) \cdot \ln(\delta_{\text{а}}) \cdot \ln(\tau_{\text{а}}) \cdot \ln(D_{\text{н}})} \quad (12)$$

где $V_{\text{аког}}$ – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода-аналога от коррозионных дефектов, 1/год;

$D_{\text{ан}}$ – наружный диаметр газопровода-аналога, мм;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, мм;

$\delta_{\text{а}}$ – толщина стенки трубы газопровода-аналога, мм;

δ – толщина стенки трубы газопровода, мм;

$\sigma_{\text{акц}}$ – кольцевые напряжения в газопроводе-аналоге, МПа;

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в газопроводе, МПа, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p_p \cdot (D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} \quad (13)$$

где δ – толщина стенки трубы газопровода, мм;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, мм;

p_p – проектное давление в газопроводе, МПа.

Параметр показательного закона распределения поврежденностей газопровода от коррозионных дефектов $\gamma_{1\text{кор}}$ определяется по минимальному количеству дефектов для информативного ВТД, и его значение равно

$$\gamma_{1\text{кор}} = \frac{0,15}{\ln\left(\frac{20}{10}\right)} = 0,216.$$

В качестве газопровода-аналога в соответствии со стандартом [5] следует рассматривать газопроводы, проложенные в одном коридоре с рассматриваемым газопроводом, а если газопровод проложен вне газотранспортных коридоров, то используются данные ВТД газопровода, расположенного в зоне с аналогичными природно-климатическими условиями.

Для газопровода, на котором выполнен капитальный ремонт методом переизоляции с заменой труб, ВТД следует провести спустя 5 лет после выполнения капитального ремонта.

Определение расчетного времени проведения очередного ВТД газопровода по стресс-коррозионному состоянию $\tau_{\text{крн}}$ может быть осуществлено по аналогичной методике с учетом требований стандарта [1], в соответствии с которыми максимальный период между ВТД на газопроводе, подверженном стресс-коррозии, не должен превышать 2 лет, а также требований стандарта [7], в соответствии с которыми все стресс-коррозионные дефекты должны быть устранены. Поэтому наработку до отказа по стресс-коррозионному состоянию $T_{\text{крн}}^{\text{н}}$ по результатам ВТД следует определять по формуле:

$$T_{\text{крн}}^{\text{н}} = \frac{-d_{\text{крн}}^{\text{н}}}{\ln\left(\frac{n_{\text{крн}}^{\text{ВТД}}}{n_{\text{крн}}}\right)} \cdot V_{\text{крн}} \quad (14)$$

где $d_{\text{крн}}^{\text{н}}$ – предельная поврежденность от стресс-коррозионного дефекта, равная 1 (значение поврежденности от стресс-коррозионного дефекта определяется по формуле, приведенной в стандарте [6]);

$n_{\text{крн}}$ – количество стресс-коррозионных дефектов на газопроводе, определяемое по результатам статистической обработки результатов ВТД;

ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Сбор исходных
данных



Инженерные
изыскания



Разработка проектной
и рабочей документации



Послепроектное
сопровождение
и авторский
надзор

Комплексный подход

ООО «ПИИ Лигато» выполняет полный комплекс работ от сбора исходных данных до авторского надзора, что гарантирует взаимосвязку проектных решений и позволяет избежать дополнительных затрат и рисков, связанных с выполнением отдельных работ разными организациями, создавая надежную базу для идеальной реализации проекта.

Высокое качество проектов

Квалификация специалистов, тщательно выстроенный рабочий процесс и поэтапный контроль результатов работы гарантирует устранение большинства возможных несоответствий на стадии проектирования.

192012, Санкт-Петербург
пр. Обуховской Обороны, д. 27
лит. «А», офис №207

Тел.: +7 (812) 313-80-95
Факс: +7 (812) 313-80-96
e-mail: office@ligato.ru

$V_{крн}$ – скорость изменения параметра закона распределения поврежденностей газопровода от стресс-коррозионных дефектов, 1/год;

$n_{крн}^{ВД}$ – количество обнаруженных стресс-коррозионных дефектов.

В диапазоне расчетных значений $\tau_{крн}$ не выше 2 лет интервал времени между ВТД для определения стресс-коррозионного состояния следует планировать равным расчетному значению и равным 2 годам, если расчетное значение $\tau_{крн}$ превышает 2 года.

Таким образом, предложенная модель ремонта газопровода по техническому состоянию не имеет логических проти-

воречий и позволяет решить следующие основные задачи:

- определить периодичность ВТД;
 - оценить объемы выборочного ремонта, обеспечивающие безопасную эксплуатацию газопровода;
 - установить интервал времени после ВТД, в течение которого необходимо выполнить выборочный ремонт.
- Для практического применения рассмотренной модели назначения сроков проведения ВТД и определения соответствующих объемов выборочного ремонта в ОАО «Газпром» целесообразно пересмотреть нормативную документацию, регламентирующую эти работы в ОАО «Газпром», таким образом, чтобы

методика расчета интервалов времени проведения ВТД учитывала условия эксплуатации газопроводов, наличие обнаруженных и подтвержденных дефектов стресс-коррозии и в зависимости от указанных выше факторов период проведения ВТД был дифференцированным и составлял на участках, не подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, не менее 6–10 лет. Кроме того, в нормативной документации необходимо предусмотреть решение вопроса по периодичности проведения ВТД на газопроводах (газопроводах-отводах), конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД.

Литература:

1. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
2. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов».
3. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами».
4. Р Газпром 2-2.3-609-2011 «Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции».
5. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 «Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов».
6. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции».
7. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением».

UDC 66.026.2

A.A. Filatov, Candidate of Sciences (Engineering), Head of Overhaul Department, Gazprom JSC; **M.Yu. Mitrokhin**, Doctor of Sciences (Engineering), Deputy Head of Department, Organization and Monitoring of Fixed Assets Recovery at the Transportation and Underground Gas Storage Facilities, Gazprom JSC; **A.V. Shipilov**, Candidate of Sciences (Engineering), Deputy Head of Department – Head of Group, of Overhaul Planning Department, Overhaul Department, Gazprom JSC; **I.I. Veliyulin**, Doctor of Sciences (Engineering), Director, Orgremdigaz Center; **V.I. Gorodnichenko**, Candidate of Sciences (Engineering), Chief Process Engineer, Orgremdigaz Center; **M.A. Shirokov**, Head of Group, Orgremdigaz Center, Orgenergogaz JSC

On-condition maintenance of gas pipelines

The methods for determining frequency of technical pipeline smart pigging and scopes of sample gas pipelines overhaul, required for their safe operation during on-condition maintenance, have been developed. Based on the analysis of statistical data on gas pipelines technical re-pigging, it is proposed to increase the rated value of time interval between smart pigging within the range from 6 to 10 years depending on the gas pipelines operational conditions and the scopes of their sample overhaul.

Keywords: gas pipeline, on-condition maintenance, damage, defect, frequency, planning.

References:

1. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Pravila ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov» («Standards of main gas pipelines operation»).
2. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Metodicheskie ukazaniya po diagnosticheskomu obsledovaniyu lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov» («Methodical guidelines for diagnostic inspection of the main gas pipelines linear part»).
3. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Metodicheskie ukazaniya po otsenke rabotosposobnosti uchastkov magistral'nykh gazoprovodov s korrozionnymi defektami» («Methodical guidelines for assessing the operability of the main gas pipelines sections with corrosion defects»).
4. R Газпром 2-2.3-609-2011 «On determining the criteria of shutdown for comprehensive repair and terms of safe operation for the process pipelines of the compressor plant» («Opredelenie kriteriev vyvoda v kompleksnyi remont i srokov bezopasnoi ekspluatatsii tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornoj stantsii»).
5. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 «Rukovodstvo po otsenke i prognozu korrozionnogo sostoyaniya lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov» («Guidelines for assessing and forecasting corrosion condition of the main gas pipelines linear part»).
6. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Pravila opredeleniya tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh gazoprovodov po rezul'tatam vnutritrubnoi inspektsii» («Rules for determination of technical condition of main gas pipelines according to inline inspection results»).
7. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 «Instruktsiya po kompleksnomu obsledovaniyu i diagnostike magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu» («Instruction on comprehensive inspection and diagnostics of the main gas pipelines subjected to corrosion stress cracking»).