

2. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 517.958:621.791.92

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭЛЕКТРОДУГОВОЙ ЗАВАРКЕ ДЕФЕКТОВ В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДА

В.И. Байков¹, И.А. Гишкелюк¹, Т.В. Сидорович¹,
Б.А. Тонконогов¹, А.М. Русь²

¹ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларуси,
Минск, Беларусь,

²ОАО «Белтрансгаз», Минск, Беларусь

Рассмотрены вопросы математического моделирования тепловых процессов в стенке трубы магистрального газопровода при электродуговой заварке дефектов. Разработанная модель позволяет определить поля температур, формирующиеся в стенке трубы в процессе заваривания несквозных дефектов, и является эффективным инструментом для нахождения оптимальных параметров электродуговой сварки. Верификация предложенной модели показала, что погрешность вычисления температуры не превышает 8 % в диапазоне 500...1100 °С и 20 % в диапазоне 200...500 °С.

Главный фактор, определяющий безопасность и качество сварного соединения в ходе проведения ремонтных работ, – это правильный выбор режимов сварки. Использование методов математического моделирования дает возможность теоретически определить поля температур и напряжений в зоне термического влияния, рекомендовать оптимальные режимы электродуговой сварки и служить теоретической основой разработки методики выполнения ремонтных работ на действующих газопроводах.

Математическая модель тепловых процессов включает в себя уравнение энергии для распространения тепла в пластине в стандартном виде, теоретические зависимости термических свойств (теплоемкости и теплопроводности) материала трубы от температуры и граничные условия для тепловых потоков на границах расчетной области: тепловой поток источника (дуги); поток тепла, отводимого за счет теплопроводности, и тепло-

отдачу с поверхности трубы в окружающее пространство, имеющую конвективную и радиационную составляющие [1, 2].

Рассмотрим процесс электродуговой сварки, применяемой для ликвидации несквозных трещин в стенке трубы магистрального газового трубопровода (рис. 1).

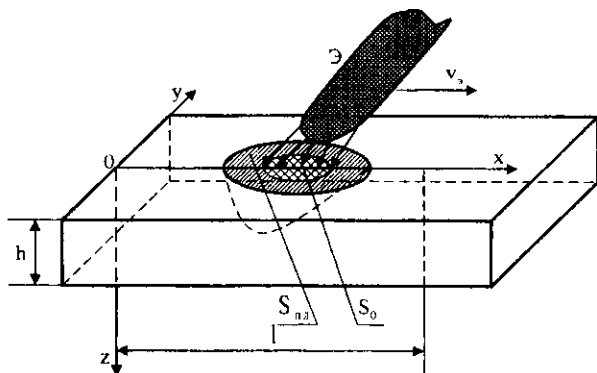


Рис. 1. Геометрическая интерпретация к математической модели тепловых процессов при электродуговой заварке дефектов в стенке трубопровода

Обозначения x , y и z определяют трехмерную декартову систему координат. В плоскости xuz находится участок поверхности трубы, содержащий трещину l , по направлению оси $0x$. Толщина стенки трубы равна h . Благодаря большому диаметру трубы ($D \sim 1$ м) рассматриваемый участок можно считать плоским. Вдоль трещины со скоростью v , движется дуговой источник тепла, возникающий в результате разности потенциалов U между электродом Э и телом трубы. При определенных значениях разности потенциалов U , токе I , протекающем через дугу, площади S_0 дуги на поверхности и скорости v , можно реализовать режим нагрева и проплавления пластины на необходимую глубину.

Нестационарное уравнение энергии для распространения тепла в пластине имеет стандартный вид [2]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \text{div}(\lambda \text{ grad } T), \quad (1)$$

где θ – энергия единицы массы материала трубы при температуре T ; $\theta = \theta(T)$; λ – коэффициент теплопроводности материала трубы. Теплопро-

водность материала λ в данном рассмотрении считаем постоянной величиной. Обобщение на случай $\lambda = \lambda(T)$ принципиальных трудностей не составляет.

В случае постоянной теплоемкости трубы ($C_p = const$) энергия θ определяется выражением:

$$\theta = C_p T. \quad (2)$$

В общем случае $C_p = C_p(T)$. В дальнейшем полагаем C_p кусочно-постоянной величиной с различными значениями по i -тым температурным интервалам $\Delta T_i = T_i - T_{i-1}$, $i = 1, 2, \dots, n$. Тогда уравнение (1) примет вид:

$$C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \Delta T, \quad (3)$$

где $\Delta = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ - оператор Лапласа.

Перейдем к формулировке краевых условий. Естественно предположить, что в начальный момент времени $t = 0$ температура равна температуре окружающей среды T_n , и в общем случае она может быть задана некоторой функцией координат $T_n = T_n(0, x, y, z)$:

$$T_n(0, x, y, z) = T_n. \quad (4)$$

Сформулируем граничные условия на поверхностях: $z = 0$ и $z = h$.

Приток энергии и теплоотдача на единицу площади при $z = 0$ являются функциями времени, координат и поверхностной температуры $T_0 = T_0(t, x, y, 0)$.

Поток $\Phi_1(t, x, y, 0, T_0)$ должен быть равен потоку тепла, отводимого вглубь пластины теплопроводностью:

$$-\lambda \left. \frac{\partial T}{\partial z} \right|_{z=0} = \Phi_1(t, x, y, 0, T_0). \quad (5)$$

Аналогично, на внутренней поверхности пластины $z = h$:

$$-\lambda \left. \frac{\partial T}{\partial z} \right|_{z=h} = \Phi_2(t, x, y, h, T_h), \quad (6)$$

где $T_h = T(t, x, y, h)$.

Определим функции Φ_1 и Φ_2 . Функция Φ_1 состоит из теплового потока источника на поверхности g_a (дуга) и теплоотдачи с поверхности в окру-

жающее пространство, которая имеет конвективную g_k и радиационную g_r , составляющие:

$$\Phi_1 = g_e - g_k - g_r. \quad (7)$$

Как известно [3],

$$g_k = \alpha_1(T_0 - T_a), \quad (8)$$

α_1 – коэффициент конвективной теплопередачи с поверхности при температуре T_0 в окружающую среду с температурой T_a (воздух).

Определим g_e следующим образом:

$$g_e = \frac{A I U}{S_0} \exp(-k[(x - v, t)^2 + y^2 + z^2]). \quad (9)$$

Здесь A – коэффициент использования мощности дуги (введением его можно учесть как тепловые потери в окружающее пространство, так и расход энергии на расплавление электрода, сварочной проволоки и так далее (обычно $A = 0,5 - 0,7$), S_0 – площадь дугового пятна на поверхности; k – коэффициент сосредоточенности.

Гауссов вид координатной зависимости отображает тот факт, что у дуги имеется горячее ядро и относительно холодная периферия; выражение $x - v, t$ учитывает движение дугового источника g_e вдоль оси x со скоростью v , [2].

Функция Φ_2 определяется аналогично (8) со своим коэффициентом теплоотдачи α_2 :

$$\Phi_2 = \alpha_2(T_h - T_c), \quad (10)$$

где T_h, T_c – температуры стенки и прокачиваемого по трубе газа соответственно; α_2 зависит в общем случае от параметров прокачиваемого газа.

Таким образом, полная формулировка математической модели включает в себя уравнения (3)...(10).

Для определения распределения полей температур в стенке трубы с помощью сформулированных математических моделей теплофизических процессов, протекающих при заваривании несквозных дефектов, реализованы соответствующие алгоритмы численного решения полученных уравнений и осуществлена их компьютерная реализация.

Общая блок-схема комплексного моделирования процессов сварки приведена на рисунке 2.

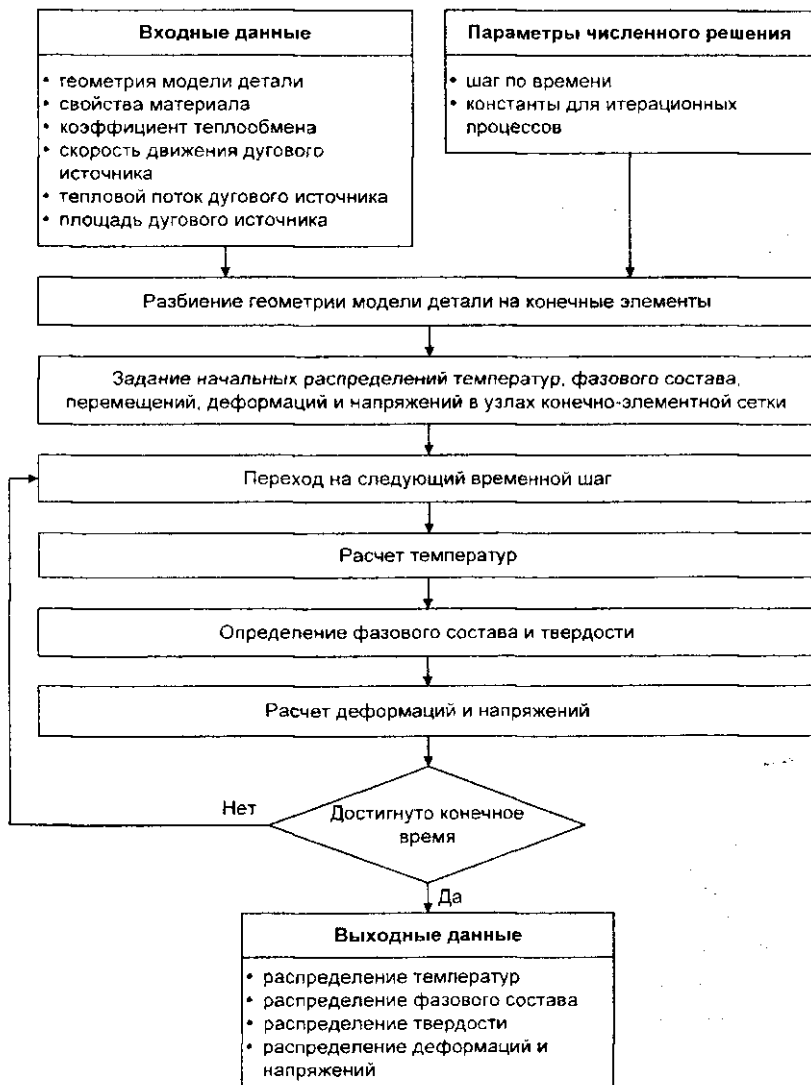


Рис. 2. Логическая схема комплексного моделирования теплофизических процессов при сварке

Исходя из поставленной задачи моделирования, для решения краевой задачи, описывающей теплофизику процесса сварки, выбран метод конечных элементов в силу его эффективности, универсальности, наглядности и надежности [4 – 6]. При этом необходимо использовать известные данные не только о термических, но и механических и межфазных свойствах материалов (в том числе их фазовых составляющих), а также о кинетике фазовых переходов (например, термокинетические и изотермические диаграммы нагрева и охлаждения), что позволяет повысить точность и достоверность результатов моделирования [7 – 9].

Опишем подход к численному решению тепловой задачи методом конечных элементов.

Как показано выше, математическое описание тепловых процессов осуществляется с применением нестационарного уравнения теплопроводности (Фурье – Кирхгофа) с соответствующими граничными условиями, учитывающими конвективный и лучистый механизмы теплообмена.

В результате решения уравнения теплопроводности с граничными и начальными условиями методом конечных элементов находится распределение температур в теле. При этом уравнение теплопроводности сводится к системе уравнений [10, 11]:

$$\frac{C(T^{n+\omega})}{\Delta t}(-T^n + T^{n+1}) + P(T^{n+\omega})[(1-\omega)T^n + \omega T^{n+1}] = F^{n+\omega}, \quad (11)$$

где C и P – матрицы теплоемкости и теплопроводности соответственно; T – вектор температур в узлах; F – вектор тепловых сил; n – номер инкремента; $T^{n+\omega}$ и $F^{n+\omega}$ означают, что температура и тепловая нагрузка вычисляются в момент времени $t = t + \omega \Delta t$ ($0 \leq \omega \leq 1$).

Однако в уравнении теплопроводности, в отличие от классической нелинейной постановки, дополнительно учитывается то, что значения теплоемкости, плотности и теплопроводности зависят не только от температуры, но и от фазовых составляющих сталей, а плотность внутренних источников теплоты обусловлена поглощением и выделением энергии в результате фазовых превращений. Это позволяет проводить моделирование и решать задачу распространения тепловых полей в теле с учетом фазовых превращений, которые в значительной степени влияют на термические свойства материала изделия. Логическая схема решения тепловой задачи представлена на рисунке 3.

свойства материала изделия. Логическая схема решения тепловой задачи представлена на рисунке 3.

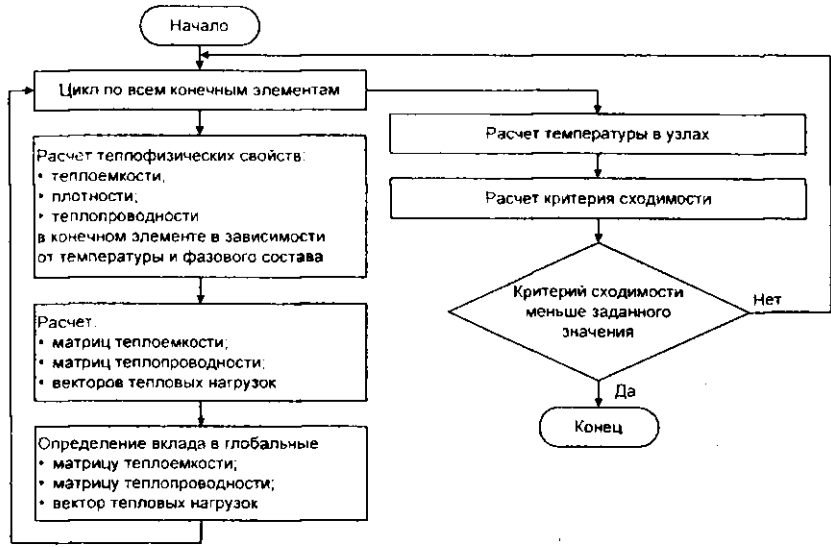


Рис. 3. Логическая схема решения тепловой задачи

Таким образом, алгоритм численного решения тепловой задачи для случая сеточной дискретизации модели детали конечными элементами тетраэдральной формы (см. рис. 3) следующий:

1. Вычисляются теплофизические свойства материала в конечном элементе в зависимости от фазового состава и температуры:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i f_i; \quad C_{Vi} = \sum_{i=1}^n C_{Vi} f_i; \quad \lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i f_i, \quad (12)$$

где ρ_i , C_{Vi} , λ_i – соответственно плотность, теплоемкость и теплопроводность – теплофизические свойства i -той фазы; f_i – доля i -той фазы (аустенита, феррита, мартенсита и др.) в конечном элементе; n – количество фаз в конечном элементе.

2. Определяются:
- объем тетраэдрального элемента;
 - матрица теплоемкости;
 - коэффициенты функции формы

4. Если элемент является граничным (один или несколько узлов элемента принадлежат поверхности моделируемого объекта), то вычисляется коэффициент теплообмена излучением:

$$\alpha_i = \frac{\varepsilon \sigma (T_i^4 - T_\infty^4)}{T_i - T_\infty}. \quad (13)$$

5. Вычисляется вектор узловых тепловых сил, обусловленных внутренними источниками теплоты.

6. Вычисляется вектор сил, обусловленных конвективным теплообменом, и добавляется к вектору тепловых сил.

7. Объединение (сборка) локальных матриц C_e , P_e и векторов F_e по всем конечным элементам приводит к глобальным матрицам C , P и вектору F . Процесс сборки локальных матриц конечного элемента в глобальную матрицу рассмотрен в [12 – 14]. В результате итерационное решение системы уравнений (11) на текущем временном шаге дает значения температур в момент времени $t = t + \Delta t$ во всех узлах конечно-элементной сетки. Эти значения используются для определения нового фазового состава и расчета напряженно-деформированного состояния. Затем определяются температуры на следующем временном шаге, и процесс продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто заданное время.

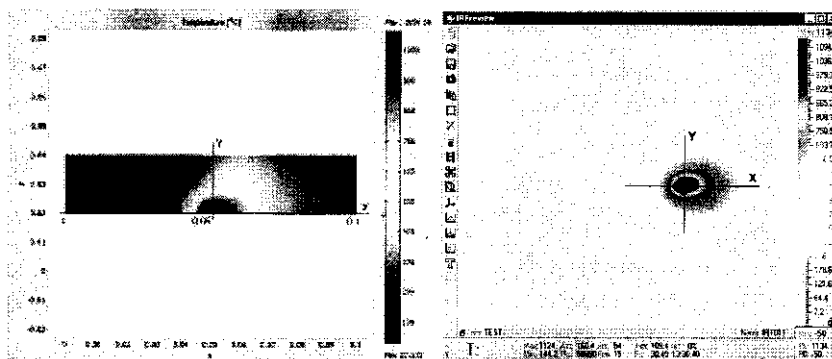
Логическая схема решения тепловой задачи (см. рис. 3) построена на основании приведенной выше модели. Численный расчет производился для области трубы магистрального газопровода, геометрия которой [1] соответствует участку трубы толщиной 7,5 мм с дефектом типа «каверна» размерами $6 \times 70 \times 2,5$ мм. При этом дуговой источник имитировался как тепловой поток мощностью $q_p = 5,3 \cdot 10^7$ Вт/м², проходящий через поверхность площадью $S = 3,14(3 \cdot 10^{-3})^2$ м² и движущийся вдоль оси X со скоростью $v_p = 1,3 \cdot 10^3$ м/с.

Для верификации разработанной математической модели и метода численного решения выполнено сравнение результатов моделирования с данными экспериментального термографического исследования. Полученные термограммы позволяют отследить динамику изменения температурного поля в процессе заварки дефекта типа «каверна», а также определить среднюю скорость движения электрода.

В начальный момент времени имеют место максимальные температурные градиенты. В соответствующий момент времени участок трубы, температура которого равна температуре окружающей среды, в результате

воздействия электродугового источника резко нагревается до температуры плавления. Далее при заваривании дефекта в результате воздействия электродугового источника будут иметь место меньшие температурные градиенты, так как температура на участке трубы выше температуры окружающей среды за счет оттока тепла из более нагретой области. Это может обусловить высокие напряжения на участке трубы, возникающие в начальный момент заварки дефекта.

На рисунке 4 представлены визуализированные результаты численного моделирования температурного поля и термограмма распределения тепла с обратной стороны темплета, вырезанного из трубы, на 30-й секунде от начала процесса сварки.



а)

б)

Рис. 4. Результаты численного моделирования температурного поля при заварке «каверны» (а) и термографического исследования (б) (экспериментальные термограммы визуализируются с помощью программы IRPreview)

На основании численных и экспериментальных измерений были построены графические зависимости изменения температуры в заданных сечениях расчётной области (рис. 5). Наблюдается хорошее согласование результатов моделирования с экспериментальными данными: средняя погрешность расчёта распределения температуры в заданном сечении для диапазона температур 500...1100 °С не превысила 8 %, однако в диапазоне температур 200...500 °С она достигает 20 %, что обусловлено неполным учетом кондуктивного потока тепла в остальную часть тела, приводящего к более быстрому охлаждению детали, что видно из рисунка 5.

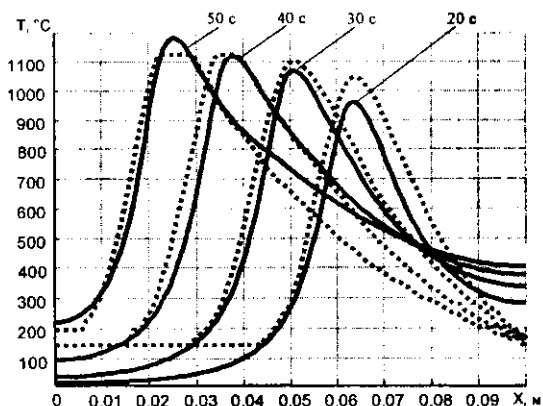


Рис. 5. Сравнение расчетного распределения температуры (сплошная линия) с экспериментальными данными (штриховая линия) для моментов времени 20... 50 с

Таким образом, представленная математическая модель, численная схема и алгоритм ее компьютерной реализации корректно описывают теплофизические процессы, протекающие в стенке трубы при проведении сварочных работ, позволяют оценить динамику изменения температуры и фазовые превращения металла в зоне термического влияния дуги и могут служить эффективным теоретическим инструментом для определения оптимальных параметров электродуговой сварки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Математическое моделирование температурных напряжений в стенке трубы магистрального газопровода при заварке дефектов / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 7. – Минск: ИТМО НАН Б, 2006. – 59 с.
2. Китаев, А.М. Дуговая сварка / А.М. Китаев, Я.А. Китаев. – М.: Машиностроение, 1983. – 272 с.
3. Исаченко, В.П. Теплопередача / В.П. Исаченко, В.А.Осипова, А.С. Сукомел. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
4. Кулон, Ж.-Л. САПР в электротехнике / Ж.-Л. Кулон, Ж.-К. Сабоннадьер; пер. с франц. – М.: Мир, 1988. – 208 с.
5. Гуляев, А.П. Термическая обработка стали / А.П. Гуляев. – М.: Машгиз, 1960. – 495 с.
6. Жарков, В.А. Visual C++ на практике / В.А. Жарков. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2002. – 424 с.
7. Славинский, М.П. Физико-химические свойства элементов / М. П. Славинский. – М.: Metallurgizdat, 1952. – 765 с.

8. Энциклопедия неорганических материалов. – Киев: Укр. сов. энцикл., 1977. – Т. 1, 2.
9. Излучательные свойства твердых материалов: справочник / под ред. А.Е. Шейндлина. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.
10. Зенкевич, О. Конечные элементы и аппроксимация / О. Зенкевич, К. Морган. – М., 1986. – 318 с.
11. Юдаев, Б.Н. Теплопередача: учеб. для машиностроит. спец. вузов / Б.Н. Юдаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1981. – 319 с.
12. Сегерлинд, Л. Применение метода конечных элементов / Л. Сегерлинд; пер. с англ. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
13. Шабров, Н.Н. Метод конечных элементов в расчетах деталей тепловых двигателей / Н.Н. Шабров. – Л.: Машиностроение, 1983. – 212 с.
14. Зенкевич, О. Метод конечных элементов в технике / О. Зенкевич; пер. с англ. – М.: Мир, 1975. – 544 с.

УДК 517.958:621.791.92

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ПОЛЕЙ ТЕМПЕРАТУР И ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ
В СТЕНКЕ ТРУБЫ ГАЗОПРОВОДА
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СВАРОЧНЫХ РАБОТ**

**В.И. Байков¹, И.А. Гишкелюк¹, Т.В. Сидорович¹,
Б.А. Тонконогов¹, А.М. Русь²**

¹ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларуси,
Минск, Беларусь,

²ОАО «Белтрансгаз», Минск, Беларусь

Выполнено численное моделирование процесса электродугового заваривания несквозных дефектов в стенке трубы магистрального газопровода. Исследовано влияние величины силы тока в электродуговом тепловом источнике на глубину проплавления и уровень временных и остаточных напряжений, возникающих в стенках различной толщины. Показано, что вычислительный эксперимент может служить эффективным средством выбора оптимальных режимов электродуговой сварки при проведении ремонтных работ на действующем газопроводе.

Основными проблемами, возникающими при проведении ремонтных работ на участке трубы действующего газопровода, по которому перекачивается газ, являются обеспечение целостности и работоспособности газопровода с соблюдением необходимого качества сварных соединений. Возникно-

вание этих проблем вызвано возможностью проплавления стенки трубы и превышения уровня допустимых временных и остаточных напряжений.

Обеспечение высокого качества шва при наличии интенсивного охлаждения со стороны внутренней поверхности – весьма сложная задача. Для ее решения требуется определить максимальные температуры, скорости охлаждения и нагрева, длительность выдержки в критических интервалах температур, степень влияния на перечисленные выше параметры сварки скорости движения электрода и так далее. Поэтому представляется перспективным при разработке технологии электродуговой заварки дефектов использовать методы математического (компьютерного) моделирования и прогнозирования, сокращая тем самым количество временных, трудовых и материальных затрат.

В данной работе приводятся результаты вычислительного эксперимента по установлению влияния силы тока в электродуговом тепловом источнике на глубину проплавления, уровень временных и остаточных напряжений при заваривании несквозных дефектов в стенках труб различной толщины, а также исследуется степень влияния скорости движения газа в трубе на распределения температур и напряжений [1].

Общая постановка задачи: в трехмерной декартовой системе координат xyz находится моделируемый участок поверхности трубы, содержащий трещину l по направлению оси Ox . Толщина стенки трубы равна h . Благодаря большому диаметру трубы ($D \sim 1$ м) исследуемый участок можно считать плоским. Поскольку рассматриваемая задача является симметричной, то расчет можно производить для половины участка трубы (рис. 1).

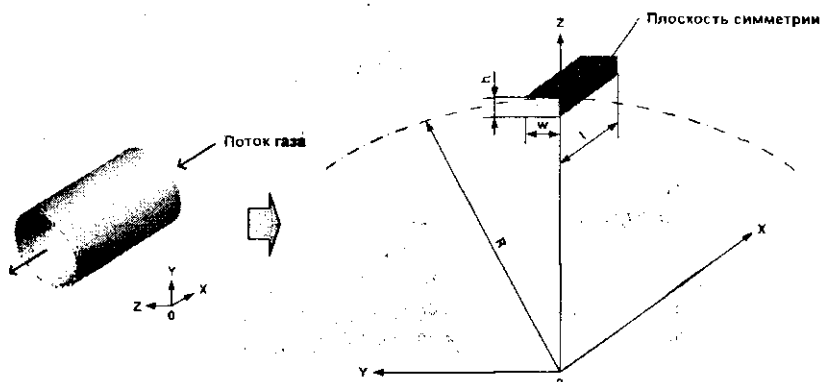


Рис. 1. Графическая интерпретация к математической модели формирования температур, деформаций и напряжений в стенке трубы

Основные вопросы математического моделирования процессов электродуговой заварки несквозной трещины в стенке трубы газопровода (описание формирования деформаций и напряжений) достаточно подробно изложены в работе [2]. Эти параметры связаны с неравномерным линейным температурным расширением, разной плотностью образующихся фаз и давлением газа внутри трубы.

Значения напряжений могут существенно превышать предел пластичности материала, поэтому необходимо учитывать не только упругие, но и пластические деформации. Кроме того, задача усложняется тем, что в расплавленной области расчет деформаций необходимо производить не для сплошного твердого тела, а для тела, в котором присутствуют твердая и жидкая фазы [3].

Расчет напряжений в упругой области основывается на законе Гука, устанавливающем связь между деформациями и напряжениями [4, 5], а в пластической области – на ассоциативном законе пластического течения [6 – 8].

Переход из упругого состояния в пластическое характеризуется функцией текучести Мизеса, широко применяющейся при расчете деформаций и напряжений в стальных телах [4, 7, 8].

Деформация в теле определяется изменением температуры и фазового состава, в результате чего происходит изменение объема тела [4]. Механические свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел текучести, модуль упрочнения и температурный коэффициент линейного расширения) зависят от фазового состава и температуры.

Рассмотрим основные уравнения, используемые при расчете температурных напряжений и деформаций в стенке трубы.

Модель расчета деформаций и напряжений основана на условии равновесия:

$$-\nabla \cdot \sigma = f, \quad (1)$$

где σ – вектор напряжений; f – вектор внешних сил [4, 9].

Деформации в теле обусловлены изменением температуры и фазового состава:

$$\varepsilon = \varepsilon_{ep} + \varepsilon_{th} + \varepsilon_{\alpha} + \varepsilon_0. \quad (2)$$

Здесь ε_{ep} – упругопластическая деформация; ε_{th} – термическая; ε_{α} – структурная; ε_0 – начальная деформация [9, 10].

Значения напряжений выражаются через деформации с помощью уравнения:

$$\sigma = D(\epsilon - \epsilon_{\text{th}} - \epsilon_{\text{st}} - \epsilon_0) + \sigma_0, \quad (3)$$

где D – матрица, равная матрице упругости D_e при упругом деформировании и матрице упругопластичности D_{ep} при пластическом деформировании; векторы: σ – напряжений; ϵ – деформаций; σ_0 – начальных напряжений [4, 7, 8, 11].

Для малых перемещений, имеющих место в процессе сварки, связь между деформациями и перемещениями определяется выражениями:

$$\begin{aligned} \epsilon_{xx} &= \frac{\partial u}{\partial x}, \quad \epsilon_{yy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right), \\ \epsilon_{yy} &= \frac{\partial v}{\partial y}, \quad \epsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right), \\ \epsilon_{zz} &= \frac{\partial w}{\partial z}, \quad \epsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где u , v и w – перемещения в направлении осей x , y и z соответственно [8, 12].

Переход из упругого состояния в пластическое основан на использовании функции текучести Мизеса [8]:

$$f(\sigma) = \bar{\sigma} - \sigma_m, \quad (5)$$

где $\bar{\sigma}$ – интенсивность напряжения; σ_m – напряжение текучести, которое зависит от температуры.

Интенсивность напряжения вычисляется по формуле:

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\frac{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})^2 + (\sigma_{yy} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{xx})^2 + 6(\sigma_{xy}^2 + \sigma_{yz}^2 + \sigma_{zx}^2)}{2}}. \quad (6)$$

В пластической области связь между напряжениями и деформациями определяется как [6 – 8]

$$\sigma = D_{\text{ep}}(\epsilon - \epsilon_{\text{th}} - \epsilon_{\text{st}} - \epsilon_0). \quad (7)$$

Подставляя зависимости напряжений от деформаций (3) и деформаций от перемещений (4) в уравнение равновесия (1), получаем систему из трех нелинейных дифференциальных уравнений, которую можно записать в векторной форме:

$$\nabla(\mathbf{c}(u)\nabla u + \alpha T + \delta) = \mathbf{f}, \quad (8)$$

где $\mathbf{c}(u)$ – вектор коэффициентов, характеризующий свойства материала.

Уравнения, описывающие распределение тепла и напряжений в стенке трубы, с соответствующими граничными и начальными условиями решаются с помощью численного метода [2, 7, 13 – 15].

Как показывает опыт, в рассматриваемой задаче целесообразно применять метод конечных элементов, поскольку он позволяет относительно легко произвести геометрическую дискретизацию и хорошо моделирует явления, описываемые уравнениями в частных производных [2, 15, 16]. При этом для обеспечения повышения точности и достоверности результатов моделирования необходимо учитывать фазовые превращения, происходящие в материале, и зависимость термических и механических свойств материала от температуры и фазового состава [17 – 19].

Параметры вычислительного эксперимента:

- толщина стенки трубы h задавалась равной 7,5; 10 и 12 мм;
- скорость движения электродугового источника тепла v , – 1,3 мм / с;
- начальная температура детали – 290 К;
- мощность электродугового источника (потока) тепла определялась

по формуле: $g_0 = \frac{AIU}{S_0} \exp(-k[(x-v, t)^2 + y^2 + z^2])$, при значении коэффициента

сосредоточенности $k = 2 \cdot 10^4$, $U = 22$ В и $I = 80, 90, 100, 110$ и 120 А.

- для учета теплообмена внешней ($z = h$) и внутренней ($z = 0$) поверхностей трубы с воздухом использовался коэффициент теплопередачи α , равный 15 Вт/(м²·К);

- для остальных поверхностей участка трубы принималось равенство потока тепла нулю, т.е. на этих границах теплообмен с окружающей средой отсутствовал.

Зависимости глубин проплавления стенки трубы и максимальных эффективных напряжений на внутренней поверхности трубы от силы тока в электрической дуге представлены на рисунках 2 и 3.

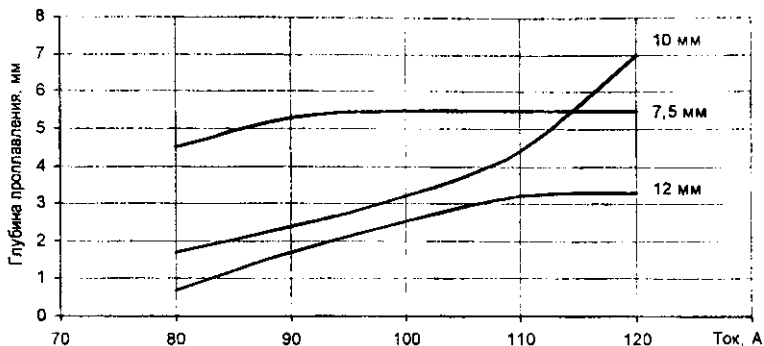


Рис. 2. Глубина проплавления металла (отсчитывается от дна «каверны») от силы тока в электрической дуге для стенок различной толщины; $\alpha = 15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

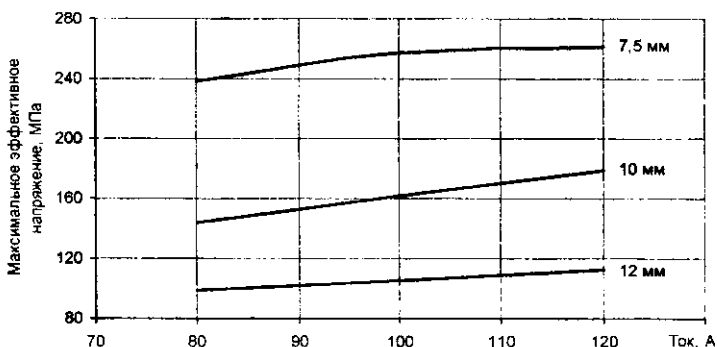


Рис. 3. Изменение максимальных эффективных напряжений от силы тока в электрической дуге для стенок различной толщины на 1,12 с от начала процесса сварки на внутренней поверхности

Из приведенных результатов видно, что чем больше толщина стенки трубы, тем меньше область проплавления: с увеличением толщины стенки трубы происходит более быстрое охлаждение проплавленной области за счет преобладающего переноса тепла в глубину стенки трубы.

Как и следовало ожидать, с возрастанием силы тока в электрической дуге глубина области проплавления увеличивается. Тем не менее уровень временных и остаточных напряжений изменяется незначительно и не пре-

вышает предела прочности используемого материала при соответствующей температуре.

Зависимость максимальной температуры на поверхностях трубы от толщины стенки и силы тока в электрической дуге такая же, как и для глубины проплавления: с утолщением стенки трубы температура на внешней и внутренней поверхностях трубы будет уменьшаться, а с возрастанием силы тока в электрической дуге – увеличиваться. Так, с изменением толщины стенки трубы от 7,5 до 12 мм (60 %) при силе тока 80 А максимальная температура на внутренней поверхности уменьшилась от 1611 до 802 К (~ 50 %). С возрастанием же силы тока в электрической дуге от 80 до 120 А (50 %) для трубы с толщиной стенки 7,5 мм максимальная температура на внутренней поверхности увеличилась от 1611 до 2313 К (~ 44 %), что значительно превысило температуру плавления материала [1].

Можно отметить, что с возрастанием силы тока от 80 до 120 А для трубы с толщиной стенки 10 мм температурные напряжения увеличились на внешней поверхности приблизительно от 292 до 313 МПа (~ 7 %), а на внутренней – от 144 до 179 МПа (~ 24 %), что лежит значительно ниже уровня допустимых напряжений (для стали 17Г1С равны ~ 300 МПа).

При анализе изменения остаточных напряжений в зависимости от возрастания силы тока наблюдается их увеличение: в пределах 63 % для внешней поверхности и 82 % для внутренней при указанной выше толщине стенки трубы. Однако уровень их был незначителен и составлял приблизительно от 0,09 до 0,34 МПа.

Таким образом, вычислительный эксперимент показывает, что вероятность разрушения трубы мала для случая, когда толщина стенки составляет 10 и 12 мм (временные и остаточные напряжения не превысили предела прочности). Исходя из этого можно предположить, что выбранные режимы проведения сварочных ремонтных работ ($80 \text{ А} \leq I \leq 120 \text{ А}$) не приведут к появлению дополнительных дефектов, обусловленных напряженно-деформированным состоянием.

При заваривании дефектов температурное поле проникает в глубь тела трубы и рабочий режим должен быть таков, чтобы обеспечить на внутренней поверхности трубы значение температуры, безопасное для сварочных работ при наличии расхода газа.

Правильно выбрать технологические параметры ремонта позволяет оценка влияния скорости движения газа на поле температур на внутренней поверхности трубы.

Вычислительный эксперимент проводился для модели электродуговой заварки несквозного дефекта глубиной 2 мм на стенке толщиной 7,5 мм при протекающем через дугу токе силой 100 А. Варьируемый параметр – ко-

эffициент теплообмена между газом в трубе и внутренней стенкой: 58; 139,8 и 273,2 Вт/(м²·К).

В результате численного исследования получены распределения температур в стенке трубы при различных коэффициентах теплообмена.

Оценка влияния скорости движения газа в трубе на распределения температур и напряжений в процессе заваривания несквозных дефектов с глубиной ≤ 25 % толщины стенки трубы показывает, что при наличии на поверхности трубы электродугового источника тепла, величина которого, как правило, на два порядка больше значений конвективного стока тепла, распределения температуры и, как следствие, напряжений незначительно зависят от скорости движения газа по трубопроводу (для рабочего давления $2 \text{ МПа} \leq \Delta P \leq 4 \text{ МПа}$).

Так как значения напряжений в стенке трубы в основном обусловлены температурными полями, скорость течения газа в трубе также будет незначительно влиять на их распределения в течение времени проведения сварки.

Как видно из рисунков 4 и 5, при изменении коэффициента теплообмена от 58 до 273,2 Вт/(м²·К) (~ 371 %) максимальная температура в стенке трубы уменьшается незначительно, всего на 115 К (~ 9 %), а уровень максимальных напряжений увеличивается на 14 МПа (~ 5 %). В конце процесса сварки при отключенном электродуговом источнике тепла конвективный теплообмен будет оказывать влияние на скорость охлаждения трубы (в настоящей работе не рассматривается).

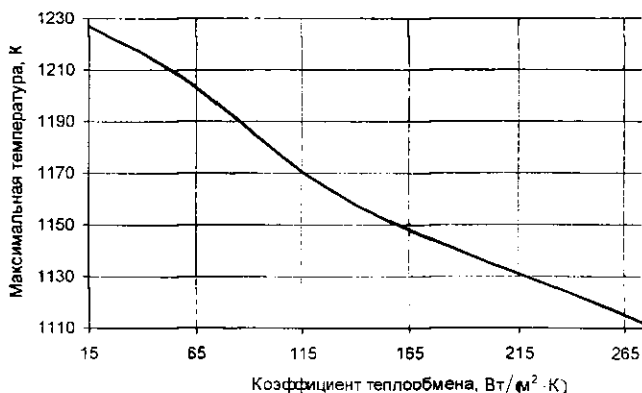


Рис. 4. Зависимость максимальной температуры от коэффициента теплообмена (скорости прокачки газа) на внутренней поверхности трубы

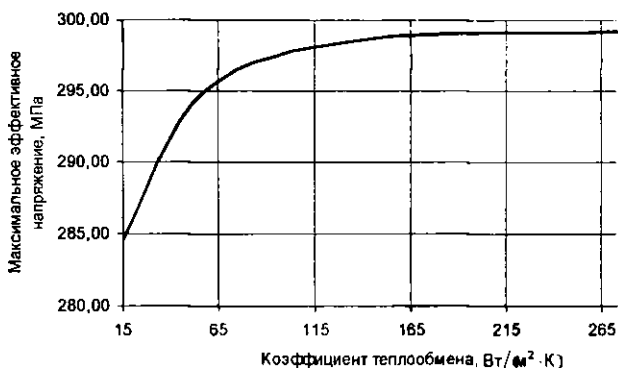


Рис. 5. Зависимость максимального эффективного напряжения от коэффициента теплообмена (скорости прокачки газа) на внутренней поверхности трубы

Следует обратить внимание на то, что результаты численных расчетов сильно зависят от скорости движения электрода, точно определить которую для процесса ручной электродуговой сварки не представляется возможным (рис. 6).

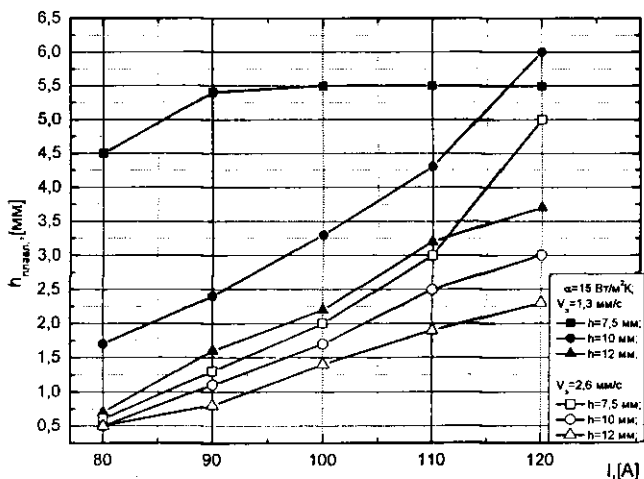


Рис. 6. Влияние скорости движения электрода на глубину проплавления металла трубы в зависимости от тока ($h_{\text{плавл.}}$ отсчитывается от дна завариваемого дефекта в направлении внутренней поверхности трубы)

Таким образом, учитывая вышесказанное, методику проведения ремонтных работ на действующих газопроводах необходимо разрабатывать исходя из «худших» условий протекания процесса, а именно, когда с внутренней стороны трубы отсутствует конвективный теплосъем и скорость движения электрода является минимальной из возможных. Для определения скорости движения электрода рекомендуем применение метода ИК-спектроскопии.

Полученные результаты находятся в хорошем соответствии с данными термографического исследования и металлографического анализа и позволяют сделать следующий вывод.

Компьютерное моделирование процесса электродуговой сварки может служить эффективным средством при выборе оптимальных и безопасных режимов выполнения ремонтных работ по завариванию несквозных дефектов на действующем газопроводе, в частности, при выборе допустимого значения силы тока в электрической дуге, исключающего сквозное проплавление металла трубы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Численное исследование влияния параметров процесса заварки дефектов на распределение температурных напряжений в стенке трубы газопровода / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 5. – Минск: ИТМО НАН Б, 2007. – 37 с.
2. Математическое моделирование температурных напряжений в стенке трубы магистрального газопровода при заварке дефектов / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 7. – Минск: ИТМО НАН Б, 2006. – 59 с.
3. Ландау, Л.Д. Теоретическая физика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1988. – Т. 6: Гидродинамика. – 735 с.
4. Биргер, И.А. Соппротивление материалов: учеб. пособие / И.А. Биргер, Р.Р. Мавлютов. – М.: Наука; Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. – 560 с.
5. Ван Флек, Л. Теоретическое и прикладное материаловедение / Л. ван Флек; пер. с англ. – М.: Атомиздат, 1975. – 472 с.
6. Безухов, Н.И. Приложение методов теории упругости и пластичности к решению инженерных задач: учеб. пособие для вузов / Н.И. Безухов, О.В. Лужин. – М.: Высш. шк., 1974. – 200 с.
7. Теория пластических деформаций металлов / Е.П. Унксов [и др.]; под ред. Е.П. Унксова, А.Г. Овчинникова. – М.: Машиностроение, 1983. – 598 с.
8. Хоникомб, Р. Пластическая деформация металлов / Р. Хоникомб. – М.: Мир, 1972. – 408 с.

9. Абрамов, В.В. Напряжения и деформации при термической обработке стали / В.В. Абрамов. – Киев; Донецк: Высш. шк., 1985. – 135 с.
10. Боли, Б. Теория температурных напряжений / Б. Боли, Дж. Уэйнер. – М.: Мир, 1964. – 517 с.
11. Коваленко, А.Д. Термоупругость / А.Д. Коваленко. – Киев: Наукова думка, 1975. – 216 с.
12. Ионов, В.Н. Динамика разрушения деформируемого тела / В.Н. Ионов, В.В. Селиванов. – М.: Машиностроение, 1987. – 272 с.
13. Галлагер, Р. Метод конечных элементов. Основы / Р. Галлагер; пер. с англ. – М.: Мир, 1984. – 428 с.
14. Митчелл, Э. Метод конечных элементов для уравнений с частными производными / Э. Митчелл, Р. Уэйт; пер. с англ. В.Е. Кондрашова, В.Ф. Курякина. – М.: Мир, 1981. – 216 с.
15. Самарский, А.А. Введение в численные методы / А.А. Самарский. – М.: Наука, 1987. – 459 с.
16. Жарков, В.А. Visual C++ на практике / В.А. Жарков. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2002. – 424 с.
17. Славинский, М.П. Физико-химические свойства элементов / М.П. Славинский. – М.: Metallurgizdat, 1952. – 765 с.
18. Энциклопедия неорганических материалов. – Киев: Укр. сов. энцикл., 1977. – Т. 1, 2.
19. Излучательные свойства твердых материалов: справочник / под ред. А.Е. Шейндлина. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.

УДК 621.643

СТРЕСС-КОРРОЗИОННАЯ ДЕГРАДАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Л.Я. Побережный

*Ивано-Франковский национальный
технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Процессы снабжения природным газом сопровождаются значительными его потерями (в 2001 году 1,93 млрд. м³). В этой связи комплексная проблема минимизации потерь и повышения эффективности использования энергоносителей является весьма актуальной, а ее решение позволит сэкономить значительные средства, которые можно будет направить на обеспечение бесперебойности и надежности снабжения газа потребителю, поддержку надлежащего функционирования газотранспортной системы в целом.

Статистические исследования причин отказов и аварий на нефтегазопроводах показали, что основными из них являются стресс-коррозионные повреждения, усталостное и коррозионно-усталостное разрушения. Ранее изучено электрохимическое поведение одной из самых распространенных трубопроводных сталей 17Г1СУ в предложенных модельных средах (МС) (таблица), которые имитируют основные типы грунтовых электролитов [1].

Химический состав модельных сред для коррозионных испытаний

№ МС	Концентрация, моль/л			
	NaCl	Na ₂ SO ₄	HCl	H ₂ SO ₄
1	0,01	—	—	—
2	0,05	—	—	—
3	0,1	—	—	—
4	0,005	0,005	—	—
5	0,025	0,025	—	—
6	0,05	0,05	—	—
7	0,01	—	0,00001	—
8	0,05	—	0,0001	—
9	0,1	—	0,001	—
10	0,005	0,005	—	0,000005
11	0,025	0,025	—	0,000005
12	0,05	0,05	—	0,0005

Полученные результаты дали возможность определить основные компоненты, которые влияют на характер и скорость хода коррозионных процессов. Частично изучены причины их локализации на определенных участках трубопроводов.

Длительное воздействие на металл трубопровода поля напряжений в грунтовом массиве вызывает в нем разные структурные процессы, релаксацию внутренних напряжений и деформацию в целом. Потому исследование закономерностей изменения физико-механических свойств материала труб в процессе эксплуатации позволит точнее определить ресурс конструкций трубопроводов, тем более что в современных условиях повышается актуальность сохранения долговременного потенциала действующих магистральных трубопроводов.

Проведенные обследования подземных магистральных трубопроводов показали, что их срок эксплуатации главным образом зависит от коррозионной стойкости основного металла и сварных соединений труб, а также характера разрушения поверхности металла в местах с нарушенным изоляционным покрытием.

Объектом исследований избраны электросварные прямошовные трубы из стали 17Г1СУ, которые широко используются для строительства под-

земных трубопроводов. Для исследования деформационного поведения стали трубопровода и особенностей хода процессов коррозии стресса разработана компьютеризованная установка КН-1 [2]. Использовали плоские образцы, изготовленные по разработанной в ИФНТУНГ технологии из материала линейной части трубопровода.

Изучение деформационного поведения этой стали в условиях нагрузок и влияний, которые имитируют эксплуатационные, дает возможность лучше оценить остаточный ресурс безопасной эксплуатации действующих и ресурс работы новых трубопроводов, более корректно прогнозировать эксплуатационные риски и оценить уровень потенциальных угроз окружающей среде, вызванных эксплуатацией данных технических объектов.

Особенно важно изучить кинетику деформации в коррозионных средах, поскольку уровень повреждений в итоге синергического воздействия механического и коррозионного факторов растет нелинейно, соответственно увеличивая вероятность разгерметизации или разрушения трубопровода, а следовательно и связанные с этим эксплуатационные риски.

Для прогнозирования коррозионного поведения трубопроводов необходим комплексный анализ внутренних и внешних факторов, которые характеризуют скорость коррозии материала труб в эксплуатационной среде.

Основная цель таких исследований – изучение влияния механического и коррозионного факторов на кинетику стресс-коррозионной деградации материала трубопровода. Для этого была проведена серия механических и коррозионно-механических испытаний в модельных средах.

По результатам химического анализа самых распространенных грунтовых электролитов выбрано 12 модельных сред (см. таблицу) для изучения коррозионно-механического поведения материала нефтегазопроводов с целью изучения влияния химического состава среды и уровня механических напряжений на кинетику хода коррозионных процессов. Модельные среды 1...3 имитируют коррозионное влияние хлоридных, 4...6 – хлоридно-сульфатных электролитов. Модельные среды 7...9 и 10...12 дают возможность изучить влияние рН грунтовых электролитов на ход коррозионных процессов.

Испытания показали, что с увеличением концентрации электролита токи обмена катодного и анодного процессов, а также токи коррозии растут, что подтверждает превалирование электрохимического механизма коррозии в данных системах. Во всех модельных средах коррозия проходит с ярко выраженным анодным контролем. В соответствии с этим в реальных условиях коррозии металла анодный процесс будет локализован на участках поверхности, площадь которых будет в такое же количество раз меньше площади, на которой происходит процесс возобновления. Даже незначительные примеси сульфатов значительно активизируют анодный процесс и скорость коррозии в целом, а также значительно способствуют возникнове-

нию местной коррозии ($i_{0(\text{ан})}/i_{0(\text{кат})} = 6 \cdot 10^3 \dots 5,5 \cdot 10^6$). Увеличение pH от 3 до 5 приводит к уменьшению энергии активации, облегчая тем самым начальную стадию коррозионных процессов. Испытания в растворах, которые содержат одновременно ионы SO_4^{2-} и небольшое количество ионов H^+ (pH = 5) показали наличие синергического эффекта, а именно: одновременное уменьшение энергии активации, увеличение тока коррозии, т.е. ее скорости, а также значительную локализацию анодного процесса ($i_{0(\text{ан})}/i_{0(\text{кат})} = 1 \cdot 10^6$).

О значительном влиянии механического фактора на ход коррозионных процессов свидетельствует вид коррозионных поражений. В зоне сжатия мы наблюдаем преимущественно равномерную коррозию. Местной коррозией поражена незначительная часть площади образца, большинство питтингов и язв неглубокие. Основные повреждения приходятся на центральную часть, причем доминируют не округлые питтинги, а короткие язвы вдоль оси образца. Удельная часть глубоких поражений составляет немного больше 12 %, а их площадь не превышает 2,3 % общей. В зоне растяжения, наоборот, наблюдаем ярко выраженную местную коррозию с многочисленными глубокими (0,4...0,5 мм) питтингами, удельная часть которых в общем количестве составляет около 40 %. Они расположены практически по всей поверхности и занимают почти 10 % ее площади. Форма поражений округлая или близка к ней. Скорость коррозии в пораженных местах в 53,4 раза больше средней для данного образца. Такая значительная разница предопределена тем, что растворимые продукты коррозии не пассивируют материал трубопровода, а следовательно и не способствуют процессу затягивания питтингов. При этом их углубление дополнительно ускоряется действием концентрационных микрогальванических элементов «среда на дне питтинга – внешняя среда».

Таким образом, электрохимическая стресс-коррозия особенно опасна для магистральных трубопроводов и является одной из основных причин их разгерметизации и выхода из строя. Результаты исследований позволяют лучше прогнозировать процессы стресс-коррозионной деградации магистральных трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Побережний, Л.Я. Електрохімічні аспекти корозії магістральних газопроводів / Л.Я. Побережний, Ю.П. Гужов // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 1. – С. 48 – 50
2. Гончарук М.І. Корозійно-механічна поведінка металу трубопроводу / М.І. Гончарук, Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. – 2003. – № 1(5). – С. 54 – 59

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Г. Кульбей

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Трубопроводный транспорт относится к наиболее экологобезопасным видам транспорта [1]. Однако в результате аварий он может оказывать серьёзное негативное влияние на окружающую среду. При авариях на подводных переходах (ПП), т.е. на отрезках трубопроводов, проложенных под водными преградами, в водные объекты попадает огромное количество транспортируемого вещества – нефти или нефтепродукта [4]. Это ярко иллюстрируется аварией, произошедшей в Бешенковичском районе 23 марта 2007 года на нефтепродуктопроводе Унеча – Вентспилс. Разгерметизация нефтепродуктопровода произошла в нескольких километрах от ближайшего водного объекта (реки Улла), однако более 220 тонн дизельного топлива все равно попало в реку Западная Двина и загрязнило акваторию реки вплоть до Балтийского моря.

Аварии на подводных переходах не являются редкостью. В среднем на территории СНГ ежегодно происходит по 1 аварии на подводных переходах. В Беларуси зафиксировано лишь две аварии – в 1974 и 2003 годах.

Вследствие токсичности нефти и нефтепродуктов наносится непоправимый ущерб обитателям водной среды [3, 6]. Стоит лишь упомянуть, что на пораженных участках даже через 15 лет растительный покров восстанавливается менее чем наполовину [2]. Поэтому повышение надежности нефте- и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных объектов (на подводных переходах) является одной из важных задач обеспечения экологической безопасности как водных объектов, так и всего региона в целом.

В результате разгерметизации трубопровода даже на сухопутном участке в водный объект может попасть транспортируемый продукт в различных количествах. При аварии в Витебской области эта цифра составила ориентировочно 220 тонн. Однако, как показывают расчеты [5], указанная цифра могла бы быть на порядок больше, если бы авария произошла на подводном переходе магистрального трубопровода (ППМТ), что многократно затруднило бы остановку утечки нефтепродукта из трубопровода и увеличило продолжительность поступления нефтепродукта в окружающую среду.

Количество вышедшего из трубопровода продукта определяется типом разгерметизации трубопровода: «свищ», «трещина» и «гильотинный разрыв». «Свищ» – наиболее малое отверстие разгерметизации, а «гильотинный разрыв» – наиболее большое.

На первый взгляд кажется, что чем меньше отверстие, образовавшееся в результате повреждения трубопровода, тем меньше транспортируемого продукта выльется из трубопровода и тем меньшего размера образуется загрязненный участок. Однако это ошибочное предположение, так как не учитывается величина интервала времени от момента разгерметизации до момента её обнаружения. Чем больше разрыв, тем легче его обнаружить.

В таблице 1 приводится типичный расчет времени распространения пятна нефти при возникновении аварии на магистральном нефтепроводе.

Таблица 1

Время распространения пятна нефти

Характер разрыва	Составляющие времени распространения пятна нефти, с				Всего, с	Всего, ч
	до обнаружения	время сбора бригады	время, затраченное на дорогу	разворачивание бригады		
Ги́лотинный разрыв	60	1200	1800	7200	10260	2,85
Свищ	43200	1200	1800	7200	53400	14,83

Предполагается, что по истечении указанного времени распространения пятна нефти будут реализованы меры по предотвращению дальнейшего распространения нефтяного загрязнения – на установленных рубежах улавливания нефти уже будут развернуты боновые ограждения, т.е. осуществится локализация аварии. Однако на водотоках с течением за это время нефтяное пятно осуществит свой дрейф на некоторое расстояние.

В таблицах 2 и 3 приводится расчет длины загрязненных участков при возможных авариях на подводных трубопроводах.

Для оценки, а также для повышения надежности безаварийной работы ППМТ автором разработана структурная модель оценки надежности его функционирования, позволяющая производить учет влияния внешних факторов на всех стадиях его жизненного цикла, выявить наиболее негативно влияющие факторы и произвести их устранение до возникновения аварии на трубопроводе.

При формировании модели необходимо было выделить критерии предельных состояний рассматриваемой конструкции, в качестве которых приняты положения нормативной документации по строительству ППМТ.

Таблица 2

Расчет длины загрязненных участков (характер разрыва – «свиц»)

БЛОК	Скорости воды в коридоре ППМН (средн.), м/с		Время распространения, с	Длина загрязненного участка реки, м	
	межень	паводок		наиболее ожидаемая	максимальная*
Реки					
Хоропуть	0,01...0,3	0,4...1,5	53400	1068	3471
Сож	0,35...0,58	0,83...1,0	52200	6003	6786
Днепр	0,3...0,58	0,7...1,28	53700	7518	89357
Припять	0,17...0,3	0,5...1,8	52680	3424	123271

* – с учетом 30 % попутной средней скорости ветра 3,9 м/с.

Таблица 3

Расчет длины загрязненных участков (разрыв – «гилютинный»)

БЛОК	Скорости воды в коридоре ППМН (средн.), м/с		Время распространения, с	Длина загрязнённого участка реки, м	
	межень	паводок		наиболее ожидаемая	максимальная*
Реки					
Хоропуть	0,01...0,3	0,4...1,5	10260	2 052	6 669
Сож	0,35...0,58	0,83...1,0	9060	1 042	1 178
Днепр	0,3...0,58	0,7...1,28	10560	1 478	17 572
Припять	0,17...0,3	0,5...1,8	9540	620	22 324

* – с учетом 30 % попутной средней скорости ветра 3,9 м/с.

Таким образом, критерии определяющих техническое состояние подводных переходов разбиты на две определяющие группы:

1. Критерии, обозначающие предельное состояние ППМТ:

- понижение отметок дна в зоне перехода свыше 0,5 м;
- размыв берегов;
- наличие обнаженных и провисающих участков;
- наличие механических повреждений металла трубы;
- повреждения изоляции;
- наружная коррозия, не превышающая 12 % от проектной;
- нарушение устойчивости балластных грузов;
- неисправность или отсутствие береговых информационных знаков

и реперов.

2. Критерии, обозначающие *неисправное состояние ППМТ*:

- обнаженные и провисающие участки свыше 70 % критической длины;
- наличие вибрации трубопровода под воздействием течения;
- наружная коррозия, превышающая 12 % от проектной;
- наличие трещин и мест утечки продукта (нарушение герметичности трубопровода);
- отсутствие части балластных грузов и значительные нарушения в их расположении;
- значительные повреждения крепления берегов с оголением трубопровода.

При достижении моделью приведенных предельных состояний система переходит в другое качественное состояние.

С помощью использованной модели были выделены факторы, традиционно негативно влияющие на надёжность любого ППМТ. Но такой анализ необходимо проводить непосредственно для каждого ППМТ с применением конкретных данных.

Общий упрощенный вид модели:

$$P_n \Rightarrow \min W \Rightarrow [(\max \mathcal{E}) \vee (\min \sum \omega)],$$

где P_n – принимаемое решение; W – функционал цели; \mathcal{E} – эффективность принятого решения; $\sum \omega$ – суммарные затраты.

Модель позволяет выделить несколько решений:

- P_1 – изменение периодичности диагностического обследования;
- P_2 – изменение технологического режима перекачки (снижение рабочего давления);
- P_3 – плановый ремонт подводного перехода;
- P_4 – аварийный ремонт подводного перехода;
- P_5 – консервация;
- P_6 – ликвидация.

Причём $P_7 \in [P_2 \cup P_3 \cup P_4 \cup P_5 \cup P_6]$ – недопоставка продукта, т.е. $P_7 \in [P_2 \cup P_3 \cup P_4 \cup P_5 \cup P_6] \Rightarrow \min \mathcal{E}$.

Решение об обеспечении экологической безопасности водного объекта нельзя принимать в одностороннем порядке, т.е. производя ликвидацию сооружений, находящихся вблизи рассматриваемых водных объектов, поэтому решение $P_8 \in [P_2 \cap P_4 \cap P_5 \cap P_6]$ считается максимально неудовлетворительным, так как влечет остановку перекачки продукта и ликвидацию ППМТ. Далее необходимо провести измерение качественных признаков в количественном выражении, т.е. квантификацию. Проведению такой работы сопутствует ряд трудностей, связанных с существованием большого массива рассматриваемых факторов, влияющих на надёжность ППМТ,

что заставляет вводить в рассматриваемую модель граничные условия, отдающие получаемый результат от реального состояния объекта.

Исходя из вышесказанного, в настоящий момент автором производится разработка методики расчета состояния ППМТ с использованием экспертной оценки. Методика основана на теории нечетких множеств, предложенной Лотфи А. Заде [7, 8]. Лингвистические переменные теории нечетких множеств делают возможным использование в оценке риска не только чисел, но и слов или предложений естественного языка. Они позволяют формализовать качественную информацию об объекте, представленную в словесной форме специалистами-экспертами. Такой подход используется при экспертной оценке риска сложных технических систем и уже широко применяется в страховом деле, менеджменте, проектировании и т.д. Использование метода экспертной оценки и лингвистических переменных в задачах оценки риска, оценки надежности, оценки безопасности и т.д. дает возможность определить состояние объектов, о которых имеется недостаточная или неполная информация.

Дополнительные способы решения поставленной задачи заключаются в применении метода ранжирования и метода нормирования.

Метод ранжирования применяют для упорядочения информации по какому-то фактору, когда не требуется или невозможно его точное измерение. В этом методе эксперт присваивает числовые ранги каждому из приведенных в анкете факторов: 1 – самый важный; 2 – следующий по важности и т.д. Если проводится анкетирование (для повышения объективности результатов) нескольких экспертов, то ранжируют факторы по относительной сумме рангов отдельных экспертов. Для этого вычисляется величина

$W_j = \frac{R_j}{\sum_j R_j}$, где $R_j = \sum_i a_{ij}$ – сумма рангов, присвоенных всеми экс-

пертами фактору с номером j .

В методе нормирования каждый эксперт каждому оцениваемому фактору ставит в соответствие число из промежутка от 0 до 1 b_{ij} . Результирующий вес j -го фактора, определяющий его важность, находится по формуле:

$$W_j = \frac{1}{m} \sum_i w_{ij},$$

где m – количество участвующих в опросе экспертов; w_{ij} – относительный

вес j -го фактора на основании оценок i -го эксперта $\left(w_{ij} = \frac{b_{ij}}{\sum_i b_{ij}} \right)$.

Для определения индекса технического состояния составлена общая описывающая зависимость

$$R = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K E_i W_{i,j} F_{i,j,k} Q_{i,j,k},$$

где R – индекс технического состояния; E – весовой коэффициент группы; W – весовой коэффициент подгруппы в данной группе; F – весовой коэффициент фактора в данной подгруппе; $Q_{i,j,k}$ – балльная оценка k -того фактора в j -той подгруппе i -той группы; I – количество групп факторов; $J(i)$ – количество подгрупп факторов в i -той группе; $k_{(i, j)}$ – количество факторов в каждой j -той подгруппе каждой i -той группы.

Теперь, при проведении законченной количественной оценки, можно будет получить численное значение показателя надежности, позволяющее ранжировать ППМТ по уровню технического состояния, что (в рамках одной трубопроводной организации) означает возможность рационального планирования годового бюджета на ремонтно-восстановительные работы.

На предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов, в состав эксплуатационных сооружений которых входят ППМТ, отсутствует количество необходимой информации по технологии и качеству строительства трубопровода (технология и качество изготовления применяемых труб, их транспортировка, хранение, монтаж), также отсутствуют подробные данные по анализу грунтов и почв, по типу пересекаемых болот и т.д. Существующие базы данных не имеют оперативного обновления информации. Именно поэтому метод экспертной оценки надежности ППМТ представляется как наиболее приемлемый, позволяющий произвести обеспечение экологической безопасности водных объектов в условиях ограниченной информации.

Овладев информацией о неблагоприятной ситуации на конкретном ПП, можно вовремя предпринять мероприятия по повышению его надежности. Одно из мероприятий основано на применении принципиально новой технологии – сооружения подводного перехода способом наклонно направленного бурения. Хотя стоимость прокладки подводных участков трубопроводов в результате применения этой технологии и возрастает, в долгосрочном плане новая технология позволяет экономить значительные средства. Согласно прежней технологии в створе перехода разрабатывали огромные каналы в дне реки, куда укладывались две нитки трубопровода – основную и резервную. Рыба погибала на протяжении 10...15 километров по течению от зоны строительства, вырубались большие участки леса по берегам, а на восстановление экосистемы требовалось несколько лет.

Суть же новой технологии заключается в том, что в нескольких метрах под дном реки и в сотне метров от уреза воды пробуривается туннель

(так называемая пилотная скважина), по которому прокладывают трубопровод (дюкер). При этом воздействие на речную экосистему практически исключается, сокращаются площади, отводимые под строительство, возрастает безремонтный срок службы перехода, а его надежность настолько высока, что отпадает необходимости в прокладке резервной нитки. Эксплуатация подводных переходов магистральных трубопроводов с высокой степенью надежности позволит свести к минимуму негативное экологическое воздействие трубопроводов на окружающую среду, особенно для наиболее экологически уязвимых объектов природы – водоемов и водотоков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Власак, П. Экологические аспекты трубопроводного транспорта / П. Власак, В.К. Липский // Охрана окружающей среды. – 1982. – Вып. 1. – С. 59 – 62.
2. Вознесенский, Г.Ф. К оценке содержания нефтепродуктов в речной воде при разливах на подводных переходах / Г.Ф. Вознесенский, И.А. Колосков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1999. – № 6. – С. 32 – 35.
3. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации подводных переходов / К.А. Забела [и др.] // Нефтепромысловое строительство. – 1992. – № 9.
4. Кульбей, А.Г. Проблемы прогнозирования и предупреждения аварий при эксплуатации подводных переходов магистральных трубопроводов / А.Г. Кульбей // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – 206 с.
5. Опыт декларирования промышленных объектов / В.К. Липский [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – 206 с.
6. Черняев, В.Д. Ликвидация аварий на подводных нефтепроводах / В.Д. Черняев, К.А. Забела // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – № 3, 4, 6, 7.
7. Zadeh, L.A. Fuzzy sets. / L.A. Zadeh // Information and Control. – 1965. – Vol. 8. – P. 338 – 353.
8. Zadeh, L.A., The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning. Information Sciences / L.A. Zadeh. – 1975. – Vol. 8. – P. 199 – 249, 301 – 357; Vol. 9. – P. 43 – 80.

РОСТ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ГРУНТА С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЧИСЛА КОЛЕБАНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

Н.А. Гаррис¹, Г.Р. Аскарлов²

¹ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия,

²ООО «Баштрансгаз», Уфа, Россия

Для исследования воздействия переменной температуры и влажности на коррозионную активность грунтов были проведены две серии опытов на стальных образцах (ст. 3) в грунтовом электролите.

По результатам опытов установлено, что при импульсном изменении температуры, а следовательно, и влажности грунта потери массы образцов в 6,9...11,2 раза больше, чем при неизменных температуре и влажности грунта, контактирующего с газопроводом.

Для эксплуатационных режимов магистральных газопроводов характерны частые колебания температуры. В течение месяца только число включений вентиляторов АВО на площадках охлаждения природного газа достигает 30...40. В течение года, с учетом технологических операций (остановка компрессорного цеха, ГПА и т.п.) и климатических факторов (дождь, паводки и т.д.), это сотни колебаний, а в течение всего срока эксплуатации – тысячи и десятки тысяч.

Для исследования воздействия переменной температуры и влажности на коррозионную активность грунтов были проведены две серии опытов на стальных образцах (ст. 3) в грунтовом электролите.

Опыты проводились на экспериментальной установке, с моделированием термодинамических процессов, происходящих в сечении магистрального газопровода с поврежденной изоляцией, пересекающего периодически пересыхающий ручей [1].

По результатам первой серии опытов (№ 1...4), описанных в [2], было установлено, что при импульсном изменении температуры, а следовательно, и при импульсном изменении влажности потери массы образцов в 6,9...11,2 раза больше, чем при неизменных температуре и влажности грунта контактирующего с газопроводом. Анализ характера поражения образцов, подверженных импульсному температурному (влажностному) воздействию показал, что при обтекании образца проточной водой развивается обширная, ярко выраженная язвенная коррозия стальной поверхности с

максимальным поражением по ходу «ручья». Этот факт свидетельствует об эффекте суммирования или наложения эффектов воздействия температуры и влажности на коррозионные процессы с резким увеличением коррозионной активности среды.

При стабильной температуре и отсутствии водостока, при одинаковой первоначальной влажности грунта язвенные поражения поверхности минимальны или отсутствуют, а потери металла вследствие коррозии на порядок меньше.

Результаты первой серии опытов дают основание предполагать, что с увеличением числа температурных импульсов потери массы образцов должны увеличиваться. Основанием явилось также и то обстоятельство, что грунтовые электролиты в коррозионно-активном слое грунта вокруг газопровода большого диаметра ведут себя совершенно особым образом, а именно:

1) работают в пористой грунтовой среде, поэтому передвижению ионов препятствуют скелетные формы грунта;

2) находятся в колебательном движении под действием термодвижущих сил, так как температурные градиенты непрерывно меняются, при этом влага «пробивает» себе оптимальный путь в пористой среде, сглаживает неровности и бугорки в капиллярном протоке, что со временем значительно уменьшает гидравлическое сопротивление капилляров;

3) увеличение подвижности грунтовой влаги и ее колебательное движение активизируют коррозионные процессы. При наличии водостоков (овраги, балки и т.п.) происходит активная эвакуация продуктов коррозии из активного слоя грунта к периферии и обновление электролита.

В таком режиме микротрещины развиваются стремительно, сливаются, и в результате по некоторому «оптимальному руслу» формируют магистральную трещину (дефект). Увеличение числа циклов должно способствовать этому процессу.

Исследования были продолжены, была проведена вторая серия опытов с целью изучения влияния частоты температурных импульсов на коррозионную активность грунта.

Опыты № 5...8 проводились на смеси глинистых и суглинистых грунтов, отобранных при производстве вскрышных работ на образцах, идентичных образцам первой серии опытов (табл. 1).

Грунты для экспериментов взяты из шурфов при индентификации дефектов КРН на газопроводе Уренгой – Петровск Ду 1400. Образцы грунтов – глины и суглинки, взятые с ПК 3402 + 80. На образцах, взятых с позиции 6 часов, имеются следы оглеения. Трубопроводы в шурфах ПК 3402 + 80, подверженные коррозионным и стресс-коррозионным воздействиям, в процессе ремонтных работ были заменены. Температурный режим устанавли-

вался импульсный, по отработанной схеме 45/35 °С. Данные по средней температуре и удельному тепловому потоку представлены в таблице 2. Водный режим поддерживался одинаковым.

Таблица 1

Параметры образцов второй серии опытов, с циклическим режимом нагрева

№ (образца) опыта	Материал образца	Длина, мм	Диаметр, мм	Площадь поверхности, см ²	Вес, г
(5) 5	ст. 3	111,25	20,00	69,895	98,564
(6) 6	ст. 3	111,80	20,00	70,210	95,364
(7) 7	ст. 3	112,20	20,00	70,462	99,480
(8) 8	ст. 3	112,00	19,85	69,808	94,620

Таблица 2

Режимы нагрева образцов

№ опыта	Напряжение, U, в	Сила тока, I, А	Мощность, W, Вт	Удельный тепловой поток, $q = \frac{W}{L}$, Вт/м	Средняя температура $t_{ср}$, °С
6	10	0,525	5,25	46,96	10,17
7	12,5	0,850	10,60	94,47	13,68
5	15	1,000	15,00	136,36	9,76
8	20	1,340	26,80	239,29	10,54

Таким образом, образцы второй серии опытов, в отличие от первой, испытывались в идентичных условиях на одной и той же экспериментальной установке: одинаковые грунтовые условия, подача воды, температура нагрева, температура воздуха.

Время испытания каждого образца в лабораторных условиях составило $24 \pm 0,5$ часа, что соответствует примерно 14 годам эксплуатации газопровода в натуральных условиях [1].

Вариация циклов в данной серии опытов достигалась изменением напряжения на ТЭНе, а следовательно, удельного теплового потока, подводимого к образцам.

Из таблицы 3 видно, что соотношение времени нагрева t_n и времени остывания t_o меняется с изменением числа циклов n . Характер изменения температуры показан на рисунках 1...4.

Параметры нагрева образцов в циклическом режиме 45/35 °С

№ образца	Удельный тепловой поток, Вт/м	Длительность опыта, ч	Число циклов, л	Время цикла (нагрев – остывание), мин	Время нагрева, мин	Время остывания, мин
5	179	24,6	82	18	6,0	12,0
6	46	24,0	14	102,9	89,9	13,0
7	94,47	24,1	60	24,1	14,1	10,0
8	239,29	24,1	76	19,0	3,9	15,1

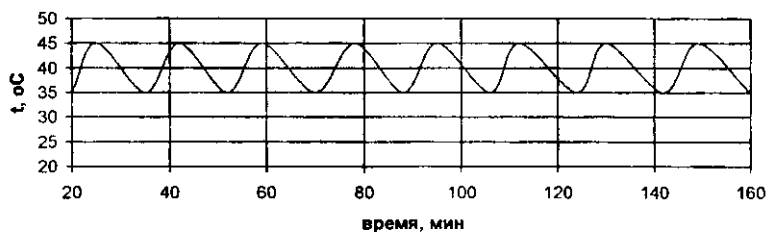


Рис. 1. Характер изменения температуры (опыт № 5)

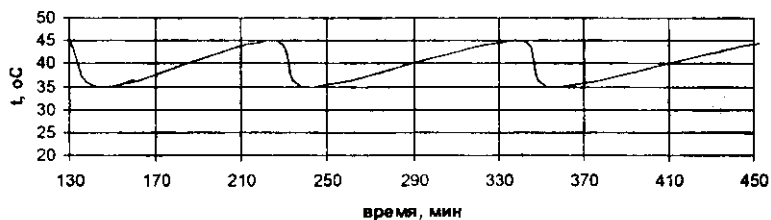


Рис. 2. Характер изменения температуры (опыт № 6)

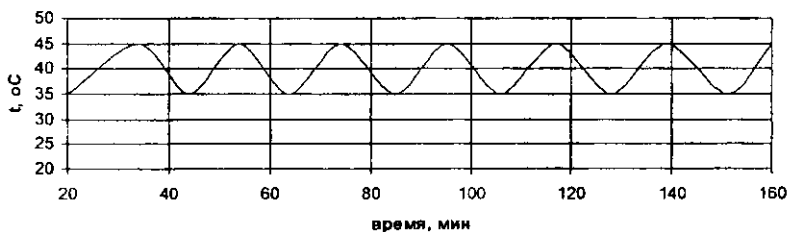


Рис. 3. Характер изменения температуры (опыт № 7)

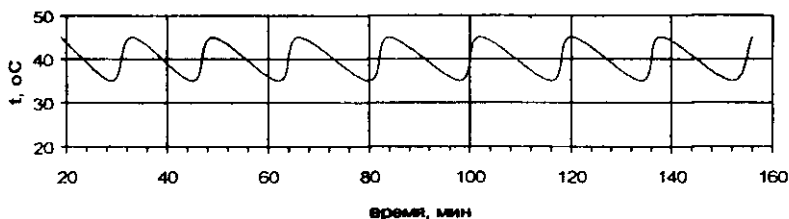


Рис 4. Характер изменения температуры (опыт № 8)

Анализ графиков показывает, что с увеличением числа циклов меняется соотношение длительности нагрева и остывания. В опытах № 5 (82 цикла) и № 8 (76 циклов) время нагрева меньше времени остывания, а в опытах № 6 и № 7 наоборот. Параметры нагрева образцов в циклическом режиме приводятся (см. табл. 3). При одинаковой общей продолжительности опытов (≈ 24 часа) число циклов зависит от удельного теплового потока, при увеличении мощности которого сокращается время нагрева. Время остывания колеблется незначительно от 10...15 минут, при этом время остывания в опытах № 5 и № 6 (12...13 мин) практически одинаково. Несколько выделяется время остывания в опытах № 7 и № 8, они отличаются в 1,5 раза (10 и 15 мин), хотя масса и поверхность образцов примерно одинаковы. Это объясняется изменением термодинамических условий остывания грунта, а также изменением его гидравлического сопротивления.

Результаты проведенных опытов показали, что потери массы образцов вследствие их коррозии отличаются (табл. 4).

Таблица 4

Потери массы образцов второй серии опытов,
с циклическим режимом нагрева по схеме 45/35 °С

№ образца	Вес образцов, г			Потери массы образцов		
	до опыта	после опыта	после отмывки	ΔG , г	$\frac{\Delta G}{S}$, г/см ²	$\frac{\Delta G}{L}$, г/см
5	98,564	95,690	95,550	3,014	0,04314	0,2709
6	95,364	92,600	92,480	2,884	0,04108	0,2580
7	99,480	96,614	96,560	2,920	0,04144	0,2602
8	94,620	91,710	91,578	3,042	0,04358	0,2716

Зависимость потерь массы образцов от числа тепловых импульсов представлена на рисунке 5.

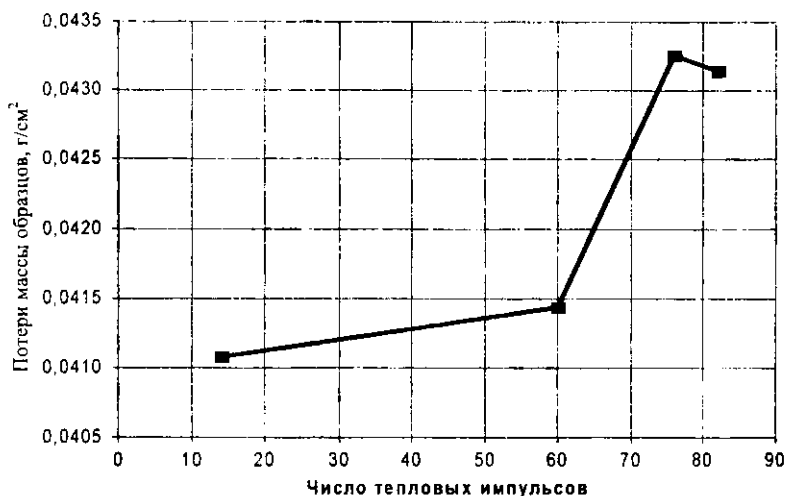


Рис. 5. Зависимость потерь массы образцов от числа тепловых импульсов

Из рисунка 5 видно, что с увеличением числа циклов за один и тот же период времени активность коррозионных процессов возрастает, о чем свидетельствует рост относительных потерь массы образцов. Эта зависимость нелинейная и носит прогрессирующий характер.

Следует отметить, несмотря на то, что в опыте № 8 использовался образец с меньшей массой и площадью поверхности по сравнению с остальными образцами, удельная потеря массы у него составила большую величину. Это можно объяснить тем обстоятельством, что образец № 8 подвергался воздействию большего удельного теплового потока по сравнению с образцом № 6, который был подвержен наименьшему удельному тепловому потоку. Образец № 8 имеет удельную потерю массы на 6 % больше.

Отсюда следует вывод, что для снижения коррозионной активности грунта, окружающего трубопровод, необходимо не только стабилизировать температурный режим магистрального газопровода, но и по возможности уменьшать температуру перекачиваемого газа.

Чем стабильнее условия теплообмена газопровода с окружающим его грунтом, тем меньше возможность активизации коррозионных и стресс-коррозионных процессов.

Выводы и рекомендации

1. Рост коррозионной активности грунта с увеличением температурных циклов доказывает, что эффект «раскачивания» при импульсном воз-

действии способствует образованию в массиве грунта оптимальных (с гидравлической точки зрения) каналов, по которым отводится отработавший электролит, унося с собой продукты коррозии и уступая место новой порции грунтового электролита.

2. Рекомендуется рассматривать стабилизацию теплогидравлического режима газопровода как меру борьбы с коррозионными процессами. Данная задача должна решаться как на этапе проектирования новых газотранспортных систем – путем принятия новых проектных решений, так и при эксплуатации – путем совершенствования способов регулирования режимов работы основного и вспомогательного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаррис, Н.А. Экспериментальная установка для изучения коррозионных процессов на трубопроводах / Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскарлов // *Материалы Новоселовских чтений: сб. науч. тр. Вып. 2.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 161 – 167.
2. Гаррис, Н.А. Причина коррозионной активности грунтов вокруг газопроводов большого диаметра / Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскарлов // *Материалы Новоселовских чтений: сб. науч. тр. Вып. 2.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 167 – 172.

УДК 622.692

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ШИРИНЫ ТРАНШЕИ ПО ДНУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРАНШЕИ НА УЧАСТКЕ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ МОРСКИМ ТРУБОПРОВОДОМ

И.А. Прокопенко

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

Анализ перспективных проектов строительства трубопроводов в России в ближайшие годы позволил сделать вывод об актуальности для нашей страны решения всех вопросов, связанных с морскими трубопроводными проектами. Одним из наиболее трудоемких и ответственных участков работ при строительстве морских трубопроводов является участок пересечения береговой линии. На этом участке самым простым, наиболее экономичным способом производства работ, связанным с минимальным риском, является укладка трубопровода в траншею, что приводит к его наиболь-

шему использованию в практике строительства морских трубопроводов. Однако в действующих нормативных документах выявлено отсутствие методологии определения параметров производства работ по пересечению береговой линии этим способом. Таким образом, возникает необходимость совершенствования методик определения параметров производства работ на участке, и в первую очередь определения объемов работ по разработке траншей. Основным параметром для расчета объемов работ является принимаемая ширина траншеи по дну. Эта величина зависит прежде всего от возможностей оборудования, производящего подготовку траншеи и укладки трубопровода, а также от количества труб, укладываемых в одну траншею, и от диаметра укладываемого трубопровода (таблица).

Установленные проектные ширины траншей
на примере проектов строительства морских трубопроводов в России

Проект	Диаметр трубы	Диаметр с покрытиями, мм	Количество ниток в одной траншее	Расстояние между осями, м	Откос (метод крепления стенок)	Ширина по дну, м
Голубой поток	24" (~ 600 мм)	~ 690	2	5	1:2 (дамба)	10
Джубга – Лазаревское – Сочи	16" (406,4 мм)	~ 490	1	–	1:1 (дамба)	5
			2	5	1:1 (дамба)	10
Сахалин II	14" (~ 350 мм)	~ 510	4	5	1:0 (коффердам)	18
Переход через Бай- дарацкую губу	48" (1219 мм)	1400 мм	1	–	1:0 (коффердам)	5
Северный поток	48" (1219 мм)	~ 1400	2	15	1:1 (дамба)	20

Для расчета ширины траншеи за основу предложена методика расчета согласно ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы», ширина подводных траншей при строительстве подводных переходов по дну в пределах участка пересечения береговой линии определяют из выражения:

$$B = D_H + \sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_T^2} + \Delta_T, \quad (1)$$

где D_H – наружный диаметр конструкции трубопровода с защитным и балластным покрытием, м; Δ_p – запас, учитывающий допускаемые отклонения по ширине траншеи (по обе стороны от оси) в процессе ее разработки, м; Δ_T – запас, учитывающий отклонения продольной оси трубопровода от

проектной оси траншеи (в обе стороны) при укладке трубопровода, м;
 Δ_3 – запас на заносимость траншеи донными наносами со стороны ее верхнего откоса, м.

При укладке морских трубопроводов необходимо учитывать специфику укладки нескольких (n) трубопроводов в одну траншею (рис. 1):

$$B = nD_H + t \cdot (n-1) + \sqrt{\Delta_p^2 + (n\Delta_T)^2} + \Delta_3. \quad (2)$$

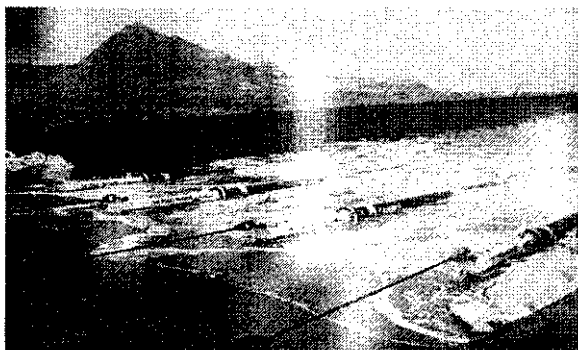


Рис. 1. Укладка нескольких трубопроводов в одну траншею

Для разработки и укладки морских трубопроводов запас Δ_p , учитывающий допусковые отклонения по ширине траншеи, определяется погрешностью работы земснарядов – черпакового земснаряда и земснаряда с механическим рыхлителем грунта. Погрешности типового оборудования, применяемого для производства этих работ, не превышают 1 м в каждую сторону от траншеи (рис. 2). Таким образом, максимальный запас Δ_p , принимаемый для расчета, составляет 2 м.



Рис. 2. Отклонения при разработке грунта Δ_3

Величина запаса на укладку Δ_T определяется погрешностью производства работ по протаскиванию трубопровода. Эта величина не превышает погрешность производства работ по укладке трубопровода в море – максимальное отклонение 0,5 м в одну из сторон от оси прокладываемого трубопровода (рис. 3). Принимаемая величина Δ_T не превышает 1 м.

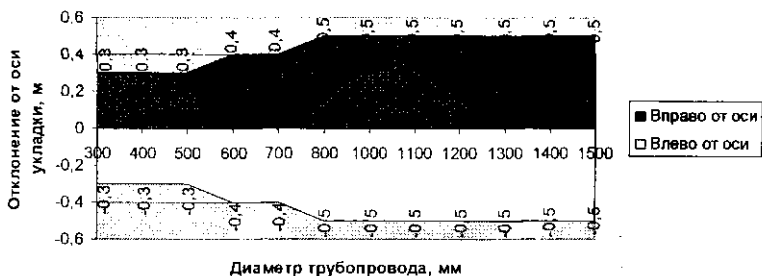


Рис. 3. Отклонения при разработке грунта Δ_t

Вычисление расстояний между осями трубопроводов основывается на анализе рисков укладки и эксплуатации трубопроводов. В отличие от сухопутных трубопроводов, морские трубопроводы, как правило, покрыты утяжеляющими бетонными покрытиями, что обеспечивает дополнительную надежность конструкции. Это приводит к тому, что вероятность взрыва трубопровода значительно меньше, чем на сухопутных участках, и соответствует существующим нормам (менее $1 \cdot 10^{-6}$).

Таким образом, расчет расстояний между осями параллельно прокладываемых трубопроводов l сводится к анализу рисков при протаскивании трубопровода параллельно уже уложенному трубопроводу (рис. 4).

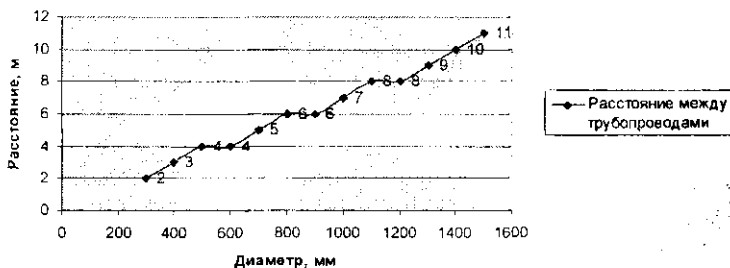


Рис. 4. Расстояния между трубопроводами в одной траншее

Ширина траншеи по дну для укладки морских трубопроводов на участке пересечения береговой линии составит:

$$B = nD_H + t \cdot (n-1) + \sqrt{4+n^2} + \Delta, \quad (3)$$

При определении объемов разработки траншеи на участке пересечения береговой линии морским трубопроводом учитываются специфические особенности строительства морских трубопроводов, что обеспечивает безопасность при строительстве и надежность при эксплуатации морских трубопроводных систем.

Другим важным аспектом при выборе ширины траншеи по дну является вопрос ограничения по работе различных механизмов.

Работа экскаваторов в береговой зоне ограничена максимальной шириной разработки, так как характеризуется длиной рукоятки ковша и мощностью экскаватора.

Среднее рабочее плечо экскаватора с обратной лопатой с удлиненной рукоятью составляет 11,4 м, например типа ЕК 400-05 компании КРАНЭКС (рис. 5).

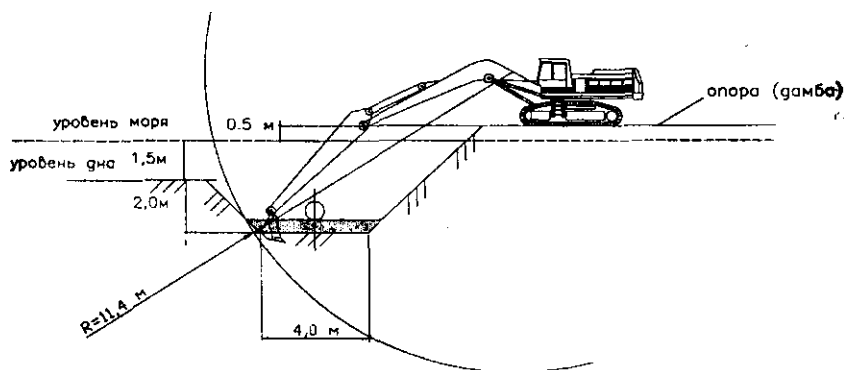


Рис. 5. Ограничение ширины разработки параметрами оборудования

Далее при работе оборудования по разработке в более глубоководной зоне (применяется землесосы и земснаряды с механическим рыхлителем грунта) работа ограничена в свою очередь минимальным ходом всасывающего оголовка, и составляет, как правило, не менее 8...11 м.