

## ОЦЕНКА РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ОДНОВРЕМЕННОГО ДЕЙСТВИЯ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР И КОРРОЗИИ\*

А.А. Халимов  
(УГНТУ, г. Уфа)

Многие конструктивные элементы оборудования и трубопроводов работают в условиях действия высоких температур и коррозионных сред. Особенностью механического поведения металлов при высоких температурах является их самопроизвольное пластическое течение, несмотря на постоянство во времени нагрузок и напряжений. Для оценки указанного факта используется ряд теорий [1]: а) ползучести; б) старения; в) течения; г) упрочнения; д) наследственной ползучести и др.

Наиболее распространенными в расчетной практике являются теории течения и старения. Полную деформацию  $\varepsilon(\sigma, t)$  обычно представляют в виде суммы мгновенной деформации  $\varepsilon_0$  и деформации ползучести  $\varepsilon_n$ :

$$\varepsilon(\sigma, t) = \varepsilon_0(\sigma) + \varepsilon_n(\sigma, t), \quad (1)$$

где  $\sigma$  — действующее напряжение;  $t$  — время.

В случае действия коррозионной среды на деталь полную деформацию можно представить в следующем виде:

$$\varepsilon(\sigma, t) = \varepsilon_0(\sigma) + \varepsilon_n(\sigma, t) + \varepsilon_k(\sigma, t), \quad (2)$$

где  $\varepsilon_k$  — деформация, обусловленная коррозионным растворением металла.

Величина  $\varepsilon_0$  зависит от величины начального приложенного напряжения  $\sigma_0$  и определяется на основании зависимости  $\sigma(\varepsilon_i)$ , где  $\sigma_i$  и  $\varepsilon_i$  — интенсивность напряжений и деформаций. За пределами упругости функция  $\sigma_i(\varepsilon_i)$  может быть аппроксимирована формулой:  $\sigma_i = C \cdot \varepsilon_i^n$ , где  $C$  и  $n$  — константы металла.

Деформация ползучести может быть определена на основании следующей формулы [2]:

$$\dot{\varepsilon}_n = \frac{d\varepsilon}{dt} = B \cdot \sigma^m, \quad (3)$$

где  $\dot{\varepsilon}$  — скорость деформации ползучести;  $B$  и  $m$  — константы металла;  $\sigma$  — напряжение в детали;  $\varepsilon_n$  — деформация ползучести.

Третья составляющая полной деформации (2) может быть рассчитана на основании кинетического уравнения [3]:

$$v = v_0 \cdot [1 + k_\sigma \cdot \sigma_i(t)][1 + k_\varepsilon \varepsilon_i(t)], \quad (4)$$

где  $k_\varepsilon$  — постоянная, определяемая экспериментально ( $k_\varepsilon \approx 5 \dots 7$ ) [3]. В формуле (4)  $k_\sigma$  определяется по формуле

$$k_\sigma = \frac{V \cdot (1 + m_\sigma)}{3RT \sqrt{1 - m_\sigma + m_\sigma^2}}, \quad (5)$$

где  $m_\sigma = \sigma_2/\sigma_1$ ;  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  — окружное и продольное напряжения в конструктивном элементе оболочкового типа;  $k_\varepsilon$  — постоянная, определяемая экспериментально ( $k_\varepsilon = 5 \dots 7$  — для низкоуглеродистых сталей [3]);  $V$  — мольный объем стали;  $R$  и  $T$  — универсальная газовая постоянная и абсолютная температура.

Интегрированное выражение (2) с учетом (3) и (4) позволяет устанавливать долговечность конструктивного элемента (время до наступления того или иного предельного состояния).

Необходимо отметить, что вычисления по предложенной методике достаточно сложные и трудоемкие.

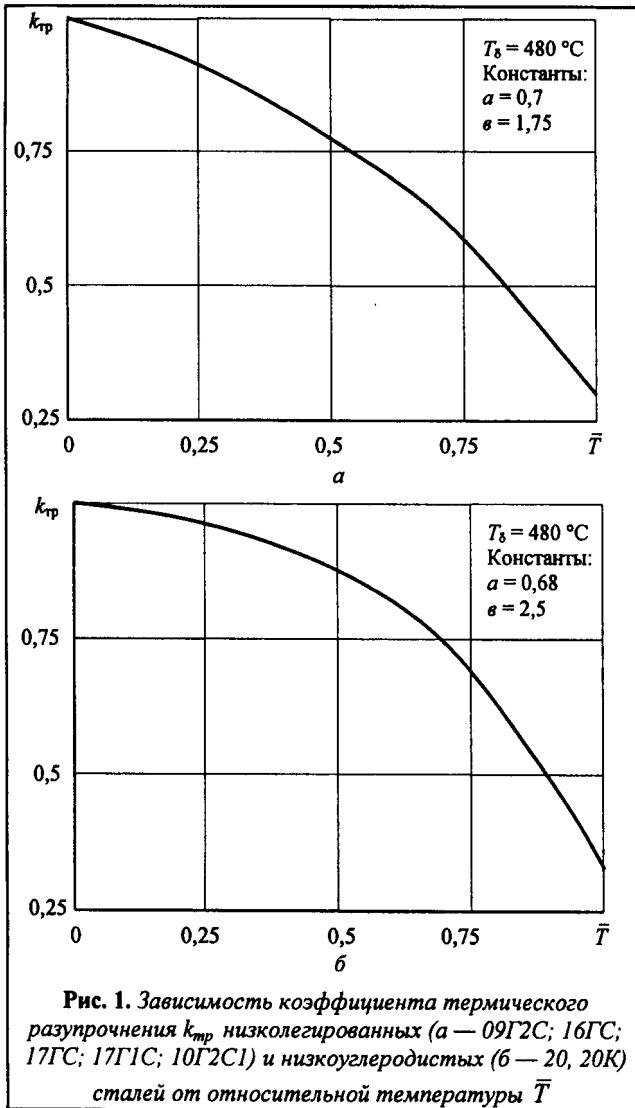
В работе предлагается более простой метод определения долговечности конструктивных элементов оборудования и трубопроводов при одновременном действии коррозии и высоких температур с использованием эффекта термического разупрочнения металла.

На основании обобщения литературных данных [1, 2, 4—6] получена следующая формула для оценки коэффициента термического разупрочнения  $k_{тр}$  ( $k_{тр} = \sigma_b^{(r)} / \sigma_b^{(+20^\circ\text{C})}$ ), где  $\sigma_b^{(r)}$  и  $\sigma_b^{(+20^\circ\text{C})}$  — предел длительной прочности при текущей ( $T$ ) и нормальной температурах):

$$k_{тр} = 1 - a(\bar{T})^b, \quad (6)$$

где  $a$  и  $b$  — константы;  $\bar{T} = T/T_\delta$ ;  $T_\delta$  — базовая температура. При этом температура  $T$  изменяется в пределах от  $+20^\circ\text{C}$  до  $T_\delta$ . Константы "a", "b" при заданном значении  $T_\delta$  приведены на рис. 1 и 2 для различных сталей.

\* Работа выполнена под руководством проф. Р.С. Зайнуллина.



В пределах уровней действующих (рабочих) напряжений  $\sigma_i$  в конструктивных элементах величина степени пластической деформации  $\epsilon_i$  пренебрежительно мала ( $\epsilon_i = 0$ ), поэтому уравнение (4) упрощается:

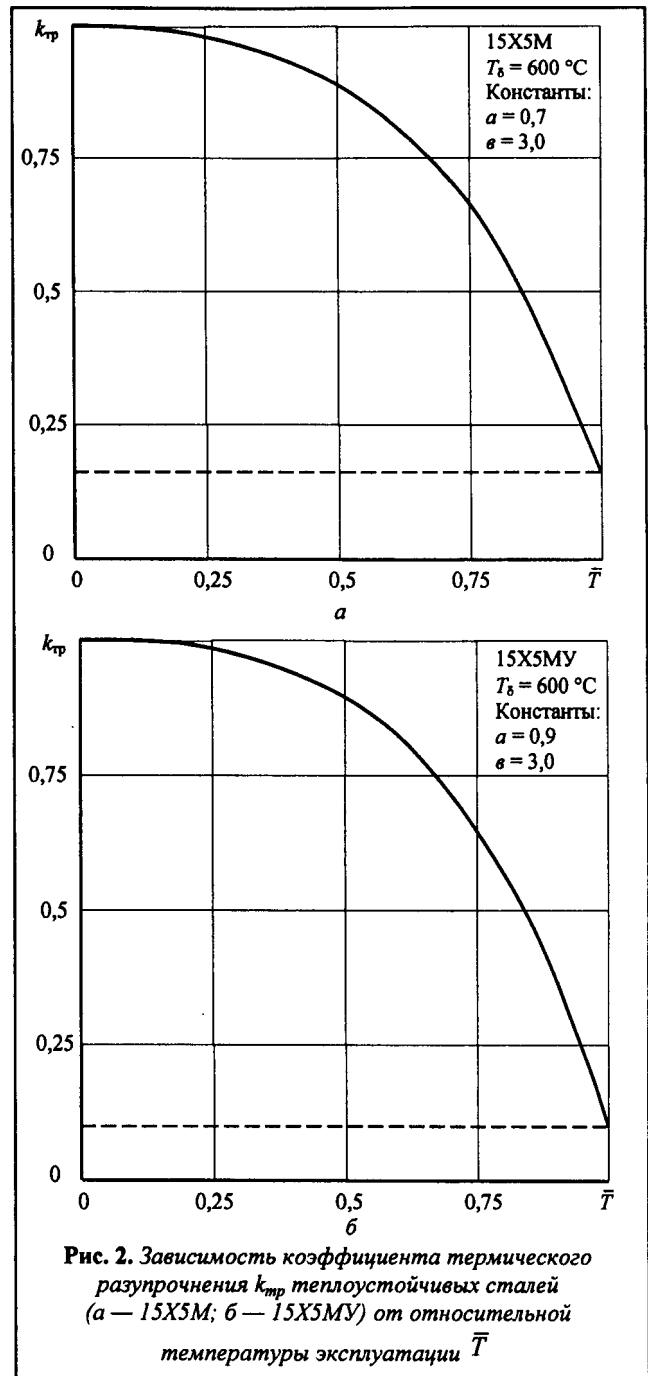
$$\frac{dS}{dt} = v = v_0 (1 + k_\sigma \cdot \sigma_i(t)). \quad (7)$$

Поскольку большинство оборудования и трубопроводов рассматриваются с использованием первой теории прочности, то уравнение (7) необходимо переписать в следующем виде:

$$\frac{dS}{dt} = v_0 (1 + k'_\sigma \cdot \sigma_1), \quad (8)$$

где  $\sigma_1$  — окружное напряжение в конструктивном элементе;  $k'_\sigma = V(1 + m_\sigma)/3RT$ .

По аналогии с работой [2] интегрируя уравнение (8), можно получить следующее выражение для определения долговечности конструктивного элемента  $t_p$ :

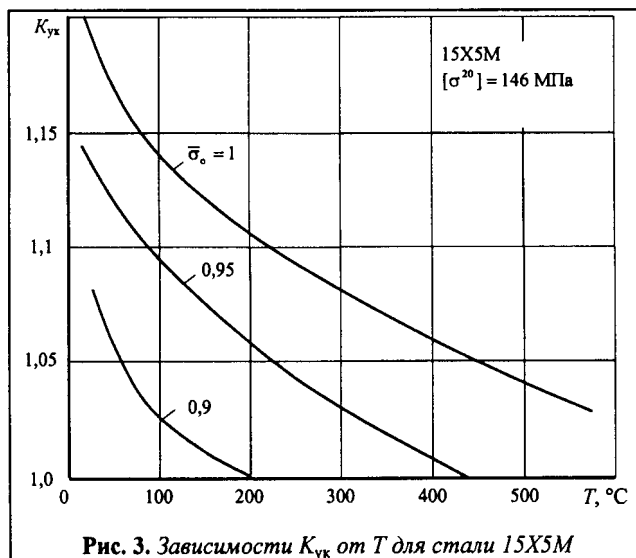


$$t_p = \frac{S_0}{v_0} \left( 1 - \frac{\sigma_0}{\sigma_{пр}} \right) / \left( 1 + k'_\sigma \cdot \sigma_{пр} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_0}{\sigma_{пр}}} \right), \quad (9)$$

где  $S_0$  — фактическая (начальная) толщина стенки элемента (цилиндра, сферы и др.);  $\sigma_0$  и  $\sigma_{пр}$  — начальное (до эксплуатации) и предельное напряжения в элементе.

Величину  $\sigma_{пр}$  будем определять в соответствии с ГОСТ 14 249—80 [5] по допускаемому напряжению  $[\sigma^{20}]$  с учетом термического разупрочнения стали

$$k_{тр} : \sigma_{пр} = [\sigma^{20}] \cdot k_{тр}. \quad (10)$$

Рис. 3. Зависимости  $K_{ук}$  от  $T$  для стали 15X5M

Величина  $k_{тр}$  определяется в соответствии с формулой (6).

Толщина стенки  $S_0$  определяется в зависимости от рабочего давления и геометрических параметров элемента в соответствии с нормативными материалами [5, 6], с учетом прибавок для компенсации коррозии и минусового допуска.

Числитель формулы (9) представляет собой время до наступления предельного состояния без учета механохимического эффекта ( $t_0$ ), а знаменатель коэффициент усиления коррозии от действия механохимического эффекта  $K_{ук}$ :

$$K_{ук} = 1 + k_{\sigma} \cdot k_{тр} \cdot [\sigma^{20}] \sqrt{\frac{\sigma_0}{k_{тр} \cdot [\sigma^{20}]}} \quad (11)$$

На рис. 3 представлены зависимости коэффициента усиления коррозии  $K_{ук}$  от температуры эксплуата-

ции  $T$  при различных относительных начальных напряжениях  $\bar{\sigma}_0 = \sigma_0 / \sigma_{пр}$  для стали 15X5M.

Как видно, повышение температуры эксплуатации  $T$  и уменьшение начального напряжения  $\bar{\sigma}_0$ , приводят к заметному снижению коэффициента усиления коррозии  $K_{ук}$  (механохимического эффекта).

Таким образом, разработана методика расчетного определения долговечности (времени до наступления предельного состояния) конструктивных элементов оборудования и трубопроводов с учетом температурного разупрочнения и механохимической коррозии.

Установлено, что механохимический эффект значительно снижается с увеличением температуры эксплуатации оборудования и трубопроводов. Возможность оценки усиления коррозии от действия механохимического эффекта  $K_{ук}$  позволит наиболее точно определить прогнозируемый ресурс безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Стасенко И.В. Расчет трубопроводов на ползучесть. — М.: Машиностроение, 1986. — 256 с.
2. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность элементов паровых котлов. — М.: Энергия, 1969. — 445 с.
3. Зайнуллин Р.С. Обеспечение работоспособности оборудования в условиях механохимической повреждаемости. — Уфа: МНТЦ "БЭСТС", 1997. — 426 с.
4. Легированные стали для нефтехимического оборудования / Дьяков В.Г., Медведев Ю.С., Абрамова З.А. и др. — М.: Машиностроение, 1971. — 183 с.
5. ГОСТ 14 249-80. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. — М.: Изд-во стандартов, 1981. — 15 с.
6. РТМ 26-02-67-84. Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением. — М.: Союз-нефтехиммаш, 1984. — 16 с.

УДК 622.692.4

## К ЗАГЛУБЛЕНИЮ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Г. Гумеров, Ю.В. Дудников, З.Х. Павлова, Х.А. Азметов  
(ГУП "ИПТЭР")

Подводные переходы трубопроводов находятся под особым вниманием в части обеспечения их надежности и экологической безопасности. Эксплуатируются они в сложных условиях, подвержены воздействию многообразных силовых факторов, отрицательно влияющих на их надежность. Диагностирование, обслуживание и ремонт подводных переходов связаны с большими трудностями и затратами. Аварии на подводных нефтепромысловых и магистральных нефтепроводах приносят значительный ущерб окружающей среде.

Анализ аварий и повреждений отечественных и зарубежных подводных переходов показывает, что достаточно часто причины отказов подводных трубо-

проводов связаны с гидрологическими особенностями водного бассейна. Наибольшая доля — до 70 % от общего количества аварий и повреждений переходов вызвана деформациями русла. Деформация русел рек, как правило, приводит к оголению и провисанию трубопровода. Оголения и провисания трубопровода в свою очередь вызывают возникновение дополнительных, в ряде случаев достаточно высоких, напряжений в трубопроводе, не предусмотренных проектом.

Одним из способов устранения оголения и провисания трубопровода является его заглубление. Заглубление подводных трубопроводов — достаточно сложный технологический процесс, требующий проведения специальных подготовительных работ. До

начала работ необходимо провести оценку технического состояния заглубляемого участка трубопровода, и, если потребуется, выполнить ремонтно-восстановительные работы. При этом особое внимание следует уделять поперечным монтажным сварным стенкам, так как процесс заглубления связан с изменением и продольных растягивающих, и сжимающих напряжений в трубопроводе.

Заглубление трубопровода на участке между сечениями А и Б (рис. 1) возможно при равенстве длин трубопровода на заглубляемом участке до и после его заглубления. Заглубляемый участок — участок, на котором производится удаление грунта из-под трубопровода и происходят поперечные вертикальные перемещения трубопровода вниз. С целью исключения повреждения трубопровода из-за высоких напряжений в процессе выполнения заглубления трубопровода и в новом его положении после завершения заглубления продольные напряжения не должны превышать нормативные. С учетом требований нормативных документов [1, 2] указанные условия могут быть записаны в виде

$$L_0 = L_3; \quad (1)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (2)$$

где  $L_0$ ,  $L_3$  — длины трубопровода на заглубляемом участке, соответственно до и после заглубления;  $\sigma_{\text{пр}}^H$  — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе;  $R_2^H$  — нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному значению предела текучести  $\sigma_T$ ;  $m$  и  $\Psi_3$  — соответственно коэффициент условий работы трубопровода и коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемые по [1];  $k_H$  — коэффициент надежности по назначению трубопровода, определяется для промысловых трубопроводов в соответствии с [2], а для магистральных трубопроводов по [1].

В случае наличия неустраненных при подготовительных ремонтно-восстановительных работах дефектов стенки трубопровода (сплошная коррозия и т. п.) соблюдение условия (2) проверяется с учетом наличия и параметров дефектов [3, 4].

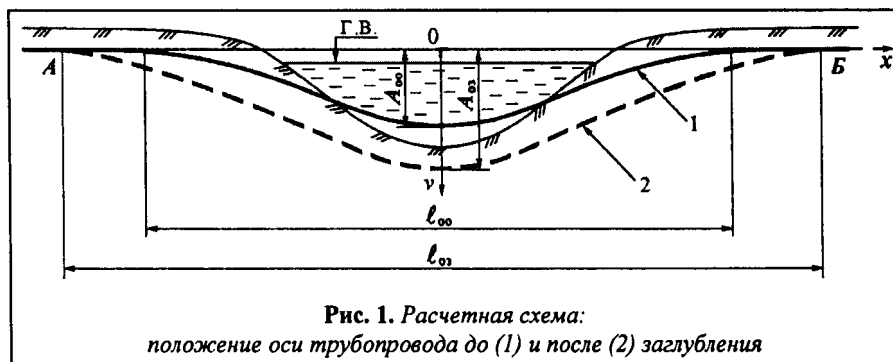


Рис. 1. Расчетная схема: положение оси трубопровода до (1) и после (2) заглубления

Значения  $L_0$  и  $L_3$  могут быть определены непосредственными измерениями на месте заглубления трубопровода и расчетами. Так, например, значения  $L_0$  и  $L_3$  можно определить, разделив  $L_0$  и  $L_3$  на  $n$  секций с равными протяженностями  $v$  и выполнив расчет по приближенной формуле

$$L_j = \sum_{i=1}^{i=n} (a_{ji}^2 + v_j^2)^{0,5}, \quad (3)$$

где  $a_i$  — разность отметок высотных положений концов секций;  $j$  — номер приближения.

Точность определения  $L_0$  и  $L_3$  по формуле (3) зависит от сложности продольного профиля перехода и протяженности секций. С целью достижения точности определения  $L_0$  и  $L_3$  следует их найти постоянным приближением. В каждом приближении длину секции  $v_j$  следует уменьшить, соответственно увеличивая  $n$ .

Значение  $v_j$  можно принять из соотношения  $v_j = 0,5v_{j-1}$ . Длину секции для начального расчета (первого приближения) следует принять равной 20D. Приближения выполняются до тех пор, пока не выполнится условие

$$|L_{j-1} - L_j| - |L_j - L_{j+1}| \leq \Delta, \quad (4)$$

где  $\Delta$  — заранее заданная величина, определяющая точность определения значений  $L_0$  и  $L_3$ .

От точности определения значений  $L_0$  и  $L_3$  зависит успешное выполнение заглубления трубопровода. Если  $L_0 < L_3$ , то практически невозможно осуществлять заглубление трубопровода с соблюдением условий его прочности.

Суммарные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}^H$  в трубопроводе определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \frac{p(D_n - 2\delta)}{2\delta} - \alpha E \Delta t \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (5)$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона;  $p$  — давление в трубопроводе;  $D_n$ ,  $\delta$  — наружный диаметр и толщина стенки трубопровода;  $\alpha$ ,  $E$  — коэффициент линейного расширения и параметр упругости металла трубы;  $\sigma_{\text{и}}$  — напряжения изгиба, возникающие при

укладке трубопровода по рельефу дна траншеи;  $\Delta t$  — температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании.

При известном радиусе упругого изгиба оси трубопровода  $\rho$  по рельефу дна траншеи значение  $\sigma_{\text{и}}$  определяется по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{E D_n}{2\rho}. \quad (6)$$

Если  $\rho$  неизвестен, напряжения изгиба  $\sigma_{И}$  в сечении  $x_k$  могут быть определены, используя высотные положения трубопровода:

$$\sigma_{И_k} = \frac{ED_n}{2} \cdot \frac{(v_{k+1} - 2v_k + v_{k-1}))}{h^2}, \quad (7)$$

где  $v_k$  — высотное положение трубопровода в сечении  $k$ , т. е. в сечении, где определяется напряжение изгиба;  $v_{k+1}$ ,  $v_{k-1}$  — высотные положения трубопровода соответственно справа и слева от сечения  $x_k$  на расстоянии  $h$  от этого сечения. Значение  $h$  следует выбрать порядка  $20D_n$ .

В ряде случаев высотное положение трубопровода через реку имеет симметричную форму (см. рис. 1) и может быть представлено функцией

$$v_x = A_0 \cos^2 \frac{\pi x}{\ell_0} \text{ при } -\frac{\ell_0}{2} < x < \frac{\ell_0}{2} \quad (8)$$

и равной нулю на остальной части горизонтальной оси. Здесь  $A_0$  — амплитуда прогиба;  $\ell_0$  — длина волны прогиба.

Тогда длины трубопровода  $L_0$  и  $L_3$  на заглубляемом участке (между сечениями А и Б) могут быть выражены следующим образом

$$L_0 = \ell_{00} + \frac{\pi^2 A_{00}^2}{4\ell_{00}}; \quad (9)$$

$$L_3 = \ell_{03} + \frac{\pi^2 A_{03}^2}{4\ell_{03}}, \quad (10)$$

где  $A_{00}$ ,  $A_{03}$ ,  $\ell_{00}$ ,  $\ell_{03}$  — соответственно амплитуды и длины волны прогиба до и после заглубления.

Максимальные напряжения изгиба при этом определяются по формулам:

$$\sigma_{И0} = \frac{2EJ}{W} A_{00} \left( \frac{\pi}{\ell_{00}} \right)^2; \quad (11)$$

$$\sigma_{И3} = \frac{2EJ}{W} A_{03} \left( \frac{\pi}{\ell_{03}} \right)^2, \quad (12)$$

где  $J$ ,  $W$  — соответственно момент инерции и момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Используя (1), (9), (10) и уравнение  $A_{03} = A_{00} + v_{\max}$ , (где  $v_{\max}$  — величина максимального заглубления на расчетном участке) можно получить

$$\frac{v_{\max}}{A_{00}} = \left( \frac{\ell_{03}}{\ell_{00}} \right)^{0,5} - 1. \quad (13)$$

Формула (13) устанавливает соотношения между величинами  $\frac{v_{\max}}{A_{00}}$  и  $\frac{\ell_{03}}{\ell_{00}}$  для обеспечения условия (1).

На рис. 2 представлена графическая зависимость, по-

строенная по (13). Как видно из рис. 2, увеличение  $\frac{v_{\max}}{A_{00}}$ , например, в 2,0 раза приводит к необходимости увеличения  $\frac{\ell_{03}}{\ell_{00}}$  в 1,22 раза.

Важным также является проверка возможности перемещения трубопровода вниз на необходимую величину заглубления под действием собственного веса трубопровода с продуктом и пригрузов. Так, например, следуя [5], для участка без гнutoго отвода можно записать

$$L_3 = \left[ \frac{384EJ(A_{00} + v_{\max})}{q\tilde{A}_{03}} \right]^{0,25}, \quad (14)$$

где  $q$  — вес единицы длины трубопровода с продуктом и пригрузами;

$$\tilde{A}_{03} = \frac{6\phi^4 + 12\phi^3 + 10\phi^2 + 5\phi + 1}{1 + \phi}. \quad (15)$$

Здесь

$$\phi = \frac{2}{L_3} \left( \frac{4EJ}{C_{y0}D_n} \right)^{0,25}, \quad (16)$$

где  $C_{y0}$  — обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта на прилегающих к подводному переходу участках, определяемый по формуле

$$C_{y0} = \frac{0,12E_{гр}\eta_{гр}}{(1 - \mu_{гр}^2)\sqrt{\ell_0 D_n}} [1 - \exp(-2h_0/D_n)]; \quad (17)$$

$E_{гр}$  — модуль деформации грунта ненарушенной структуры;  $\eta_{гр}$  — коэффициент снижения модуля деформации грунта засыпки по сравнению с грунтом ненарушенной структуры;  $\mu_{гр}$  — коэффициент Пуассона.

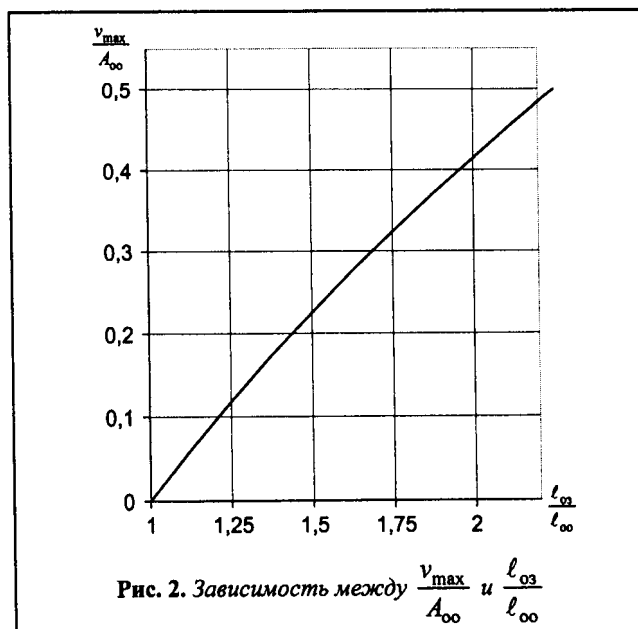


Рис. 2. Зависимость между  $\frac{v_{\max}}{A_{00}}$  и  $\frac{\ell_{03}}{\ell_{00}}$

сона грунта;  $\ell_0$  — единичная длина трубопровода ( $\ell_0=100$  см);  $D_n$  — наружный диаметр трубы;  $h_0$  — расстояние от верха грунтовой засыпки до оси трубы.

Можно заключить, что для обеспечения требуемого заглубления  $v_{\max}$  длина участка  $L_3$  должна быть больше значения, определяемого по (14). При этом обязательным является проверка прочности трубопровода по условию (2).

Таким образом, рассмотрены некоторые вопросы заглубления подводных переходов трубопроводов, представлены условия обеспечения их заглубления на необходимую величину и прочности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СНиП 2.05.06—85\*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. — М.: ГУП ЦПП, 2002. — 60 с.

2. ВСН 51-3-85/2.38-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов / Мингазпром, ВНИИгаз, Гипровостокнефть. — М., 1986. — 97 с.

3. РД 39—00147105—016—98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. — Уфа: ТРАНСТЭК, 1999. — 60 с.

4. Методика расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла. — М.: ОАО "АК "Транснефть", 2005. — 42 с.

5. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. — М.: Недра, 1991. — 287 с.

## ИНФОРМАЦИЯ

УДК 665.61(479.24)

### СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НАФТАЛАНСКОЙ ЛЕЧЕБНОЙ НЕФТИ

Н.Ш. Алиев

(Институт научных исследований ГНК АР, г. Баку)

Повышению продуктивности малодебитных скважин месторождений с низкой температурой и давлением в настоящее время уделяют мало внимания, связывая малодебитность со слабым притоком жидкости к забою, пробкообразованием, обводнением или истощением нефтяных пластов и т. д. На таких месторождениях хотя и проводят исследования, но в них не учитывают результаты научно-исследовательских работ.

Это характерно для Нафталанского месторождения, а также это касается Казанбулагского, Тертерского, Аджидаринского месторождений, входящих в Гянджинский нефтегазоносный район.

На этих месторождениях происходило падение уровня добычи нефти по причине того, что в них не проводили мероприятия по повышению продуктивности малодебитных скважин.

Следует отметить, что среди перечисленных месторождений лечебную нефть добывают в малом количестве только из Нафталанского месторождения.

Нафталанская нефть обладает такими редкими лечебными свойствами, которые прославили ее во всем мире, и люди из многих стран приезжают лечиться от различных болезней. Поэтому актуальным и важным остается вопрос возобновления геолого-технических мероприятий и выбора спосо-

бов воздействия с учетом особенностей пластов для повышения добычи лечебной нефти [1].

Цель статьи — разработка и применение способов воздействия на нефтеносные пласты, не ухудшающих качества лечебной нефти.

Среди некоторых нефтяников и ученых формировалось необоснованное мнение о невозможности воздействия на призабойную зону скважин с сохранением требуемого качества целебной нефти. Ссылаясь на это мнение, не проводилось ни одно мероприятие для повышения продуктивности Нафталанского месторождения. С другой стороны, запрещалось использовать с целью воздействия на призабойную зону скважин отходы бакинских нефтеперерабатывающих заводов, так как химические вещества, находящиеся в составе отходов, отрицательно могут повлиять на лечебное свойство нафталанской нефти. Учитывая все это, предлагается для повышения продуктивности Нафталанского месторождения с сохранением лечебного качества его нефти применять газовое воздействие.

При этом особо надо отметить, что выбранный для воздействия на призабойную зону скважин газ должен быть растворим в нафталанской нефти, не ухудшая ее качества. Отвечающим этим требованиям может быть только  $\text{CO}_2$ .