

**СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

В.С. Коршунов

Научный руководитель – доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение гидравлических испытаний (далее - испытания) как вновь построенных, так и уже находящихся в эксплуатации магистральных нефтепроводов является неотъемлемой составляющей работ по обеспечению их надежности и безопасности. При проведении испытаний обычно используют воду, при этом основными контролируемыми параметрами являются: давление в испытуемом участке трубопровода, объем закаченной воды и её температура. Неизотермические условия обуславливают колебания температуры стенки трубопровода и воды, что приводит к изменению объемов трубопровода и закаченной воды и давления в испытуемом участке. Стабилизация испытательного давления позволит решить проблему достоверности и точности испытаний.

Согласно [1] и [5] продолжительность гидравлических испытаний, которые включают в себя испытания на прочность и герметичность, может составлять до 52 часов. В течение столь продолжительного промежутка времени могут произойти существенные колебания параметров испытаний по отношению к начальному моменту времени. Для оценки зависимости изменения давления в испытуемом участке трубопровода от температуры закаченной воды были проанализированы методики, указанные в отечественных и зарубежных руководящих документах и государственных стандартах.

В руководящем документе ОАО «АК «Транснефть» [2] предлагается следующая методика расчета:

$$\Delta P = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha)}{\frac{D_0}{E\delta} + C}, \quad (1)$$

где $\Delta t = t_2 - t_1$ – изменение температуры испытательной жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

t_1 – температура воды в трубопроводе в начале проведения испытания, $^{\circ}\text{C}$;

t_2 – температура воды в трубопроводе в конце проведения испытания, $^{\circ}\text{C}$;

β_t – коэффициент температурного расширения воды, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

α – коэффициент расширения стали, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

D_0 – наружный диаметр трубопровода, мм;

E – модуль упругости металла, МПа; $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;

δ – толщина стенки трубы, мм;

C – коэффициент объемного сжатия воды, Па^{-1} ; $C = 47,5 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$.

Коэффициент β_t зависит от температуры и вычисляется по формуле:

$$\beta_t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1} \quad (2)$$

Для расчетов примем: $\delta = 20$ мм, $t_1 = 20$ $^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 21$ $^{\circ}\text{C}$, $D_0 = 1220$ мм, тогда получим:

$$\Delta P = \frac{21,26 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5}}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 247 \ 166 \ \text{Па} = 247,2 \ \text{кПа}$$

Если принять: $t_1 = 20$ $^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 22$ $^{\circ}\text{C}$, то:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot (21,66 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5})}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 504 \ 784 \ \text{Па} = 504,8 \ \text{кПа}$$

Для сравнения воспользуемся методикой, предложенной в [3]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta T} = \frac{\gamma - 3(1+\nu)\alpha}{\frac{D}{E t} (1-\nu^2) + \frac{1}{B}} \quad (3)$$

где γ – коэффициент температурного расширения воды, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\gamma = 220 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

ν – коэффициент Пуассона; $\nu = 0,3$;

α – коэффициент расширения стали, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

t – толщина стенки трубы, мм;

B – коэффициент объемного сжатия воды, бар; $B = 22500$ бар;

E – модуль упругости металла, бар; $E = 2,07 \cdot 10^6$ бар;

Для расчетов примем: $D = 1220$ мм, $t = 20$ мм, тогда получим следующие результаты (см. табл.1).

Таблица 1

Оценка зависимости $\Delta P(\Delta T)$ согласно иранскому государственному стандарту [3]

$\Delta P(\Delta T)$		
ΔT	ΔP (бар)	ΔP (кПа)
1	2,4469	244,69
2	4,8938	489,38
3	7,3408	734,08
4	9,7877	978,77
5	12,2346	1223,46

Полученные по данной методике значения близки к значениям, рассчитанным по отечественной методике.

Таким образом, анализируя результаты, полученные по обеим методикам, можно сделать вывод о том, что давление в испытуемом участке трубопровода будет значительно изменяться вследствие изменения температуры испытательной жидкости.

Рассмотрим изменение объема испытательной жидкости в вышерассмотренном процессе. Вследствие повышения температуры объем воды увеличивается в результате теплового расширения. Эффект от этого процесса равнозначен закачке дополнительного объема воды в испытуемый участок трубопровода [4], что приводит к повышению давления. В [3] приводится методика расчета приращения объема трубопровода в зависимости от приращения давления:

$$\frac{\Delta V}{\Delta P} = V \left[\frac{D}{E \cdot t} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right], \quad (4)$$

где ΔV – приращение объема испытательной жидкости, м³;

ΔP – приращение давления, бар;

V – объем закаченной воды в испытуемом участке трубопровода, м³;

Выразив из выражения (4) ΔP и подставив в (3), получим выражение для определения изменения объема испытательной жидкости при изменении температуры на 1 °С:

$$\Delta V = V[\gamma - 3(1 + \nu)\alpha], \quad (5)$$

Стабилизировать испытательное давление возможно путем дополнительной откачки/закачки объема воды, полученного на основании выражения (5) опрессовочными агрегатами, но их использование приведет к значительным энергетическим и трудовым затратам.

Другим вариантом решения проблемы стабилизации испытательного давления является создание технологической установки, которая бы автоматически на основании полученных данных об изменении температуры и соответствующем изменении объема компенсировала это изменение объема, тем самым достигая стабилизации давления.

Литература

1. ВСН 011-88 Строительство промысловых и магистральных трубопроводов. Очистка полости и испытание
2. РД 23040.00 – КТН – 021 – 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Испытания линейной части трубопроводов
3. Iranian Petroleum Standards (IPS). Transportation pipeline pressure testing, 1st ed. Report no. IPS-C-PI-370(2). Ahwaz, Iran: National Iranian Oil Company; January 2010
4. Gray J. C. How temperature affects pipeline hydrostatic testing //Pipeline Gas J.:(United States). – 1976. – Т. 203.
5. ВН 39-1.9-004-98 Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (метод стресс-теста).