

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ
УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА КАРТАЛЫ-АСТАНА

Д.О. Бигазиева

Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Междугородние нефтегазовые трубопроводы имеют сложную внешнюю среду, а ограничения на местности и небрежность в обслуживании могут усугубить вероятность и масштабы аварий. Поэтому очень важно провести анализ напряжений трубопроводов в сопоставимых настройках до начала строительства. Геологические условия вдоль магистральных трубопроводов сложны. В целях снижения опасности необходимо провести анализ напряжений газопроводов.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойства грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты) определены обстоятельства воздействия изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень защемления труб в почвах и распределения перемещений и напряжений. Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить вес нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Рассчитаем напряженно-деформированное состояние трубопровода нелинейного участка с учетом циклических воздействий.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскости (рис.1). Проверим устойчивость и отсутствие пластических деформаций на криволинейном участке Астана-Карталы газопровода диаметром 720 мм, проложенного в сыпучих грунтах.

Определим сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{gp} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{gp} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{gp} h D_n + q_{mp}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где γ_{gp} – удельный вес грунта; D_n – наружный диаметр газопровода; h – начальная глубина заложения до оси газопровода; c_{gp} – сцепление грунта; q_{mp} – масса единицы длины газопровода с изоляцией.

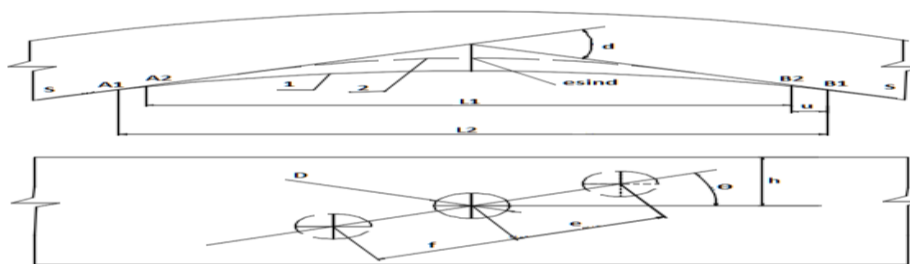


Рис.1 Расчетная схема нелинейного участка

Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формуле:

$$q_e = q_{mp} + \gamma_{gp} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right) \quad (2)$$

Параметр $\operatorname{tg}(\beta)$ по формуле:

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4.93 \cdot e^{-1.7 \frac{h}{D_n}}; \quad q_\theta = q_e + (q_z - q_e) \cdot e^{-2.5(h \cdot D_n)^{1/3}}. \quad (3)$$

Далее определим критическую силу Эйлера для прямолинейного участка $S_{кр}$ и нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления $\sigma_{кц}^n$. А продольное сжимающее усилие от нормативного давления определяется по формуле:

$$S^n = (0.2\sigma_{кц} + \alpha_1 E \Delta t) F \quad (4)$$

Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия должен быть равен $S: m^2 = S^n : S_{кр}$.

Приращение стрелки прогиба, определяемое без учета перемещения прилегающих участков по формуле:

$$\Delta f = \frac{m^2}{1 - m^2} \left(f_1 - \frac{4q_\theta l_1}{\pi^3 S} \right) \text{ и } \tau_{np} = \gamma_{gp} h \operatorname{tg} \varphi_{gp} + c_{gp} \quad (5)$$

Затем определим коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки k и упругая составляющая перемещения конца участка u_y . Проверим возможность образования участков пластической связи при перемещении прилегающего полубесконечного трубопровода. Определим предельное значение продольного усилия в зависимости параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода:

$$P_{01np} = \sqrt{\frac{\tau_{np}^2 \pi D_u EF}{k_u}} \quad (6)$$

Если образуются участки пластической связи, определяется пластическая условно-мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию с учетом упругого отпора изогнутой части газопровода.

Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца, прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода по формуле:

$$\eta = \frac{45EI}{4f_1^2 l_1} \quad (7)$$

После определяется параметр, зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода $A=S\eta u$ и зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте $B=2EF\pi D_t$.

Пластическая условно мгновенная составляющая продольного перемещения:

$$u_{nl} = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2}\right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01np}^2)}{\eta^2}} \quad (8)$$

Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода:

$$u_{пол} = n_u \left[k_2 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_1} + k_2 t_i (\tau_{np} - \tau_2)^{a_2} \right] \quad (9)$$

Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка определяется при $x=0$ принимая коэффициент сопротивления продольным перемещениям из таблицы 1.

Таблица 1

Номер цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\beta_{Hi}, (м)$	0,052	0,054	0,051	0,048	0,045	0,044	0,043	0,040
$\beta_{pi}, (м)$	0,072	0,060	0,055	0,050	0,047	0,046	0,043	0,041

Действия абсолютно всех нагрузок и воздействий, стрелка прогиба определим по формуле:

$$f_2 = \sqrt{(f_1 + \Delta f)^2 + \frac{8l_u}{\pi^2}} \quad (10)$$

Определим приращение стрелки прогиба изогнутого участка и продольные напряжения в стенке трубы от нормативной продольной силы, расчетные продольные напряжения, коэффициент разгрузки. Критическая продольная сила определяется по формуле:

$$L_{кр}^2 = \frac{265EI}{q_\theta \rho_0 \left(1 + \frac{80EIc_p}{q_\theta^2 \rho_0^2} \right)} \quad (11)$$

Вывод: в ходе данного исследования были получены расчеты для общей устойчивости нелинейного участка трубопровода. Расчётная длина волны выпучиванию $L_{кр}^2$ равна 446,25 м².

При сравнении усилий определенных вычислений для устойчивости рассчитан $N_{кр}$ (24,78 МН) и проведена проверка условия устойчивости 3,89 < 22,3 МН. Это условие обеспечивает устойчивость газопровода.

Таким образом, полученные результаты данного исследования, подтверждают безопасность газопровода в описанных условиях.

Литература

1. Быков Л. И. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – 2006.
2. СНИП 2.05.06-58*. Магистральные трубопроводы/Мин. рег. раз. РФ. 2002.–89с.
3. Алиев Р.А.. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988.– 368 с.