

Жданова Руслана Юрьевна, студент,
кафедра транспортировки и хранения нефти и газа,
Санкт-Петербургский Горный университет
Zhdanova Ruslana Yuryevna, Student,
Department of Oil and Gas transportation and storage,
Saint Petersburg Mining University

**ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ ЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА МЕЖДУ
КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ ГРЯЗОВЕЦКАЯ И СЛАВЯНСКАЯ
STRENGTH VERIFICATION OF THE PIPELINE SECTION BETWEEN THE
GRYAZOVETSKAYA AND SLAVYANSKAYA COMPRESSOR STATION**

Аннотация. В работе выполнен расчетно-теоретический анализ напряженно-деформированного состояния линейного участка магистрального газопровода диаметром 1420 мм из стали К60. Проведены проверки прочности по критерию недопустимости пластических деформаций и общей продольной устойчивости подземного трубопровода с учетом внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба оси. Определены кольцевые и продольные напряжения, уточнен коэффициент двухосного напряженного состояния, выполнена оценка критического усилия потери устойчивости выполняются с требуемым запасом, риск потери несущей способности отсутствует. Результаты могут быть использованы для обоснования остаточного ресурса и планирования эксплуатационных мероприятий.

Abstract. This study presents a theoretical analysis of the stress-strain state of a linear section of a 1420 mm diameter main gas pipeline made of K60 steel. Strength assessments were conducted based on the criterion prohibiting plastic deformation and evaluating the overall longitudinal stability of the buried pipeline, accounting for internal pressure, temperature differentials, and elastic bending of the pipeline axis. Hoop and longitudinal stresses were determined, the biaxial stress state coefficient was refined, and the critical buckling load was evaluated; the results confirm that the required safety margins are met and there is no risk of load-bearing capacity loss. The results can be used to substantiate the remaining service life and plan operational activities.

Ключевые слова: Магистральный газопровод, напряженно-деформированное состояния, прочность, продольная устойчивость, двухосное нагружение, подземный трубопровод, сталь К60, критерии предельных состояний.

Keywords: Main gas pipeline, stress-strain state, strength, longitudinal stability, biaxial loading, underground pipeline, K60 steel, limit state criteria.

Введение. Линейный участок магистрального газопровода между компрессорными станциями Грязовецкая и Славянская является одним из ключевых элементов системы межрегионального транзита газа. Его эксплуатация в условиях высокого давления, значительных температурных перепадов и подземной прокладки предъявляет повышенные требования к прочности и устойчивости конструкции. В процессе длительной эксплуатации трубопровод подвергается комплексу статических и переменных нагрузок. Совокупность этих факторов может приводить к развитию напряженно-деформированного состояния, превышающего допустимые пределы, что создаёт риск потери несущей способности и аварийных ситуаций.

Актуальностью данной работы является комплексная проверка прочности и общей устойчивости линейного участка магистрального газопровода на основе нормативных методик и расчётных подходов.

Результаты выполненного расчета позволят обосновать соответствие рассматриваемого участка требованиям прочности и устойчивости, а также сформировать



рекомендации по дальнейшей безопасной эксплуатации и планированию ремонтно-восстановительных мероприятий.

Исходные данные для расчета линейной части трубопровода. Исходные данные для выполнения расчетов линейной части магистрального газопровода принимаются на основании проектных материалов, эксплуатационной документации и результатов анализа технического состояния участка. Параметры трубопровода сведены в таблицу 1 и используются при последующих расчетах прочности, устойчивости и надежности.

Таблица 1

Параметры трубопровода

№	Показатель	Характеристика
1	Назначение трубопровода	Транспортировка природного газа
2	Класс трубопровода	Магистральный газопровод I категории
3	Значение трубопровода	Федерального значения
4	Тип прокладки	Подземная
5	Протяженность линейного участка	880 км
6	Количество ниток	Две
7	Номинальный диаметр труб	1420 мм
8	Рабочее давление газа	До 9,8–10,0 МПа
9	Проектное давление	До 10,0 МПа
10	Материал труб	Сталь класса прочности K60
11	Толщина стенки труб	22 мм
12	Способ соединения труб	Дуговая сварка
13	Температура транспортируемого газа	До +40 °С
14	Температурный диапазон эксплуатации	от –60 до +40 °С
15	Тип антикоррозионного покрытия	Заводское, трехслойное (эпоксидное/ПЭ)

Линейная часть рассматриваемого магистрального газопровода относится к трубопроводам I категории, что обусловлено сочетанием большого диаметра труб, высокого рабочего давления и значительной протяженности участка. Трубопровод предназначен для транспортировки природного газа в составе Единой системы газоснабжения и выполняет функции межрегионального и экспортного транзита, что определяет повышенные требования к его надежности и безопасности.

Для строительства и эксплуатации линейной части применяются стальные трубы номинальным диаметром 1420 мм, изготовленные из стали класса прочности K60, обладающей высокими прочностными характеристиками и достаточной трещиностойкостью при эксплуатации в условиях низких температур. Толщина стенки труб изменяется в пределах 20–22 мм в зависимости от категории участка, расчетных нагрузок, глубины заложения и инженерно-геологических условий.

Проектное давление газа в трубопроводе принимается до 10,0 МПа, что соответствует современным требованиям к магистральным газопроводам большого диаметра. Температурный режим эксплуатации трубопровода характеризуется значительным диапазоном от –60 до +40 °С, что требует учета температурных напряжений при расчетах прочности и устойчивости линейной части.

Прокладка трубопровода предусмотрена подземным способом, что снижает воздействие внешних факторов, однако одновременно увеличивает влияние грунтовых условий. В связи с этим в расчетах учитываются нагрузки от собственного веса трубопровода, веса грунта, давления транспортируемого газа, температурные воздействия, а также возможные воздействия от подвижек грунта и обводненных участков.



Для защиты трубопровода от коррозионных воздействий предусмотрено применение заводского трехслойного антикоррозионного покрытия, включающего эпоксидный адгезионный слой и полиэтиленовую защитную оболочку. Дополнительно предусмотрена система электрохимической (катодной) защиты, обеспечивающая снижение скорости электрохимической коррозии в процессе длительной эксплуатации.

Контроль технического состояния линейной части трубопровода осуществляется с применением внутритрубной диагностики, позволяющей выявлять коррозионные повреждения, дефекты сварных соединений и геометрические деформации труб. Результаты диагностики используются при обосновании необходимости модернизации и при выборе расчетных схем.

Принятые исходные данные используются в последующих разделах расчетной части для выполнения проверок прочности трубопровода, устойчивости в продольном и поперечном направлениях, расчета устойчивости против всплытия, а также для оценки остаточного ресурса и эффективности мероприятий по модернизации линейного участка.

Таблица 2

Проверка прочности и недопустимости пластических деформаций

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Наружный диаметр трубопровода	$D_{\square}$	1420	мм
Проектное давление газа	p	9,8	МПа
Температурный перепад	Δt	40	°C
Минимально допустимый радиус упругого изгиба	$\rho_{\min}$	1000	м
Длина криволинейного участка	L	5000	м
Угол поворота оси трубопровода	β	10	°
Марка стали	—	K60	—
Наружный диаметр трубопровода	$D_{\square}$	1420	мм
Проектное давление газа	p	9,8	МПа
Температурный перепад	Δt	40	°C
Минимально допустимый радиус упругого изгиба	$\rho_{\min}$	1000	м
Длина криволинейного участка	L	5000	м
Угол поворота оси трубопровода	β	10	°
Марка стали	—	K60	—
Временное сопротивление разрыву	σ_B	60 / 590	кгс/мм ² / МПа
Предел текучести	σ_T	415	МПа
Модуль упругости	E	$2,06 \cdot 10^{11}$	Па
Коэффициент линейного расширения	α_t	$1,2 \cdot 10^{-5}$	1/°C
Коэффициент условий работы, I категория	m	0,9	доли ед.
Коэффициент надежности по металлу	k_1	1,34	доли ед.
Коэффициент надежности по металлу	k_2	1,15	доли ед.
Коэффициент надежности по назначению	k_n	1,0	доли ед.
Коэффициент надежности по нагрузке	n_p	1,1	доли ед.



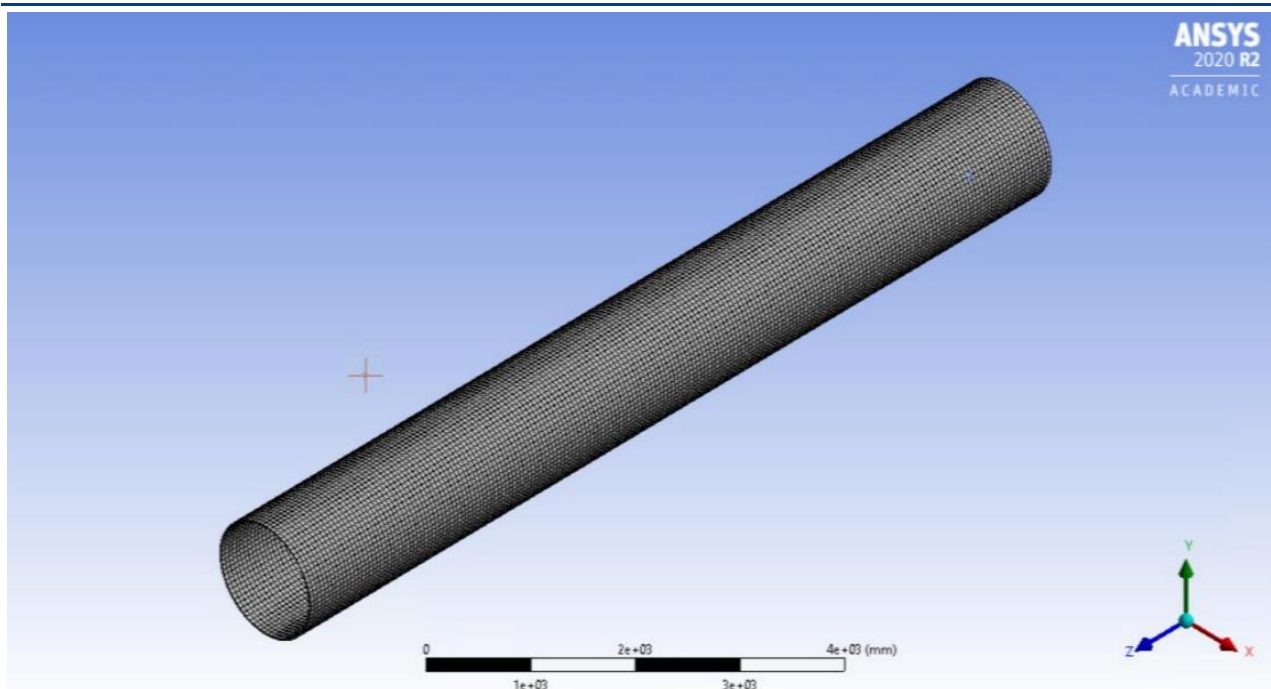


Рисунок 1

1. Расчет расчетных сопротивлений материала

По временному сопротивлению:

$$R_1 = \frac{R_l^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (2.1)$$

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,0} = 396,27 \text{ МПа}$$

По пределу текучести:

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_n} \quad (2.2)$$

$$R_2 = \frac{415 \cdot 0,9}{1,15 \cdot 1,0} = 324,78 \text{ МПа}$$

2. Определение радиуса упругого изгиба оси трубопровода

Угол поворота в радианах:

$$\beta = \frac{\pi \cdot 10}{180} = 0,174 \text{ рад}$$

Радиус изгиба:

$$\rho = \frac{L}{\beta} \quad (2.3)$$

$$\rho = \frac{5000}{0,174} = 28735,6 \text{ м}$$

Условие выполняется:

$$\rho = 28735,6 > \rho_{\min} = 1000 \text{ м}$$

3. Предварительный расчет толщины стенки

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_n}{2(\psi_1 R_1 + n_p p)} \quad (2.4)$$

На первом этапе принимаем: $\psi_1 = 1$



$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(1 \cdot 396,27 + 1,1 \cdot 9,8)} = 18,8 \text{ мм}$$

Принимаем:

$$\delta = 20 \text{ мм}$$

4. Определение кольцевых напряжений

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p \cdot D_n}{2 \cdot \delta} \quad (2.5)$$
$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{9,8 \cdot 1420}{2 \cdot 20} = 347,9 \text{ МПа}$$

5. Определение продольных напряжений

$$\sigma_{\text{прN}} = 0,3\sigma_{\text{кц}} \pm \alpha_t E \Delta t \pm \frac{E D_n}{2\rho} \quad (2.6)$$

Температурная составляющая:

$$\alpha_t E \Delta t = 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 40 = 98,9 \text{ МПа}$$

Составляющая от изгиба:

$$\frac{E D_n}{2\rho} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,42}{2 \cdot 28735,6} = 5,1 \text{ МПа}$$

Продольные напряжения:

$$\sigma_{\text{прN}} = 0,3 \cdot 347,9 + 98,9 + 5,1 = 208,4 \text{ МПа}$$

6. Определение коэффициента двухосного напряженного состояния

$$\psi_I = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{прN}}}{R_I} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{прN}}}{R_I} \quad (2.7)$$

$$\frac{\sigma_{\text{прN}}}{R_I} = \frac{208,4}{396,27} = 0,526 \quad \psi_I = \sqrt{1 - 0,75 \cdot 0,526^2} - 0,5 \cdot 0,526 = 0,88$$

7. Уточнение толщины стенки (3.4)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(0,88 \cdot 396,27 + 1,1 \cdot 9,8)} = 21,3 \text{ мм}$$

Окончательно принимаем:

$$\delta = 22 \text{ мм}$$

8. Проверка условий недопустимости пластических деформаций

Кольцевые напряжения:

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, (2.8) \quad 347,9 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 415347,9 \leq 415 - \text{условие выполняется}$$

Расчетами подтверждено, что линейная часть магистрального газопровода диаметром 1420 мм из стали К60 при проектном давлении 9,8 МПа и температурном перепаде 40 °С удовлетворяет условиям прочности и недопустимости пластических деформаций. Принятая толщина стенки 22 мм обеспечивает требуемый запас прочности и соответствует нормативным требованиям.

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется в плоскости наименьшей жесткости системы из условия:

$$S < m \cdot N_{\text{кр}}, \quad (2.9)$$

где: S - продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н; m - коэффициент условий работы трубопровода; $N_{\text{кр}}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости, Н.

Для трубопровода I категории принимается: $m = 0,9$



Таблица 3

Показатель	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Наружный диаметр трубопровода	D_n	1420 / 1,42	мм / м
Толщина стенки	δ	22 / 0,022	мм / м
Внутренний диаметр	$D_{вн} = D_n - 2\delta$	1,376	м
Рабочее давление	p	9,8	МПа
Температурный перепад	Δt	40	°C
Модуль упругости стали	E	$2,06 \cdot 10^{11}$	Па
Коэффициент линейного расширения	α_t	$1,2 \cdot 10^{-5}$	1/°C
Коэффициент Пуассона	μ	0,3	доли ед.

Определение геометрических характеристик трубы

Радиус срединной поверхности трубы:

$$R_{cp} = \frac{D_n - \delta}{2} \quad (2.10)$$

$$R_{cp} = \frac{1,42 - 0,022}{2} = 0,699 \text{ м}$$

Площадь поперечного сечения стенки трубы:

$$F_\delta = 2\pi R_{cp} \delta \quad (2.11)$$

$$F_\delta = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,699 \cdot 0,022 = 0,0965 \text{ м}^2$$

Осевой момент инерции сечения трубы:

$$I = \frac{\pi}{4} (R_n^4 - R_{вн}^4), \quad (2.12)$$

где: $R_n = 0,71 \text{ м}$, $R_{вн} = 0,688 \text{ м}$

$$I = \frac{3,14}{4} (0,71^4 - 0,688^4) = 0,0212 \text{ м}^4$$

Определение кольцевых напряжений

$$\sigma_{кц} = \frac{p \cdot D_n}{2 \cdot \delta} \quad (2.13)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{9,8 \cdot 1,42}{2 \cdot 0,022} = 316,4 \text{ МПа}$$

Продольное осевое усилие S

Продольное осевое усилие определяется по формуле:

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{кц}) \cdot F_\delta \quad (2.14)$$

$$S = (1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 40 - 0,3 \cdot 316,4) \cdot 10^6 \cdot 0,0965 = 3,86 \cdot 10^5 \text{ Н}$$

Суммарный вес трубопровода

$$q_{тр} = \gamma_{ст} \cdot F_\delta \quad (2.15)$$

$$\gamma_{ст} = 78500 \text{ Н/м}^3 \quad q_{тр} = 78500 \cdot 0,0965 = 7577 \text{ Н/м}$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям

$$q_{в.п} = n_{гр} \gamma_{гр} D_n h_0 \quad (2.16)$$

Принимаем: $n_{гр} = 0,8$; $\gamma_{гр} = 18 \text{ кН/м}^3$; $h_0 = 1,2 \text{ м}$;

$$q_{в.п} = 0,8 \cdot 18 \cdot 1,42 \cdot 1,2 = 24,5 \text{ кН/м}$$



Критическое продольное усилие для прямолинейного участка

$$N_{кр} = \sqrt{4p_0 q_{в.п} EI} \quad (2.17)$$

Принимаем: $p_0 = 25$ кН/м

$$N_{кр} = \sqrt{4 \cdot 25 \cdot 24,5 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0212} = 5,12 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Проверка условия устойчивости

$$m \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 5,12 \cdot 10^6 = 4,61 \cdot 10^6 \text{ Н} < 3,86 \cdot 10^5 \text{ Н} < m \cdot N_{кр} \cdot 3,86 \cdot 10^5 < 4,61 \cdot 10^6$$

Условие общей продольной устойчивости подземного трубопровода выполняется. Потеря устойчивости линейного участка трубопровода при действии внутреннего давления и температурных воздействий не ожидается. Принятые геометрические параметры трубы и условия прокладки обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию трубопровода.

Список литературы:

1. ГОСТ 27751–2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85.*
3. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07–85.*
4. ГОСТ Р 55990–2014. Магистральные трубопроводы. Требования к эксплуатации.
5. Р Газпром 2-2.3-1121–2017. Методические рекомендации по оценке технического состояния линейной части магистральных газопроводов.
6. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 544 с.
7. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
8. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2005. – 824 с.
9. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 2002. – 407 с.
10. ГОСТ 32569–2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации.
11. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
12. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы (в части, не противоречащей действующим СП).

