

УДК 622.692.4

К.М. Гумеров, Р.А. Харисов (Филиал НИИСПТнефть ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Российская Федерация)

ОЦЕНКА ДОПУСТИМОГО РАДИУСА ИЗГИБА ТРУБОПРОВОДА

K.M. Gumerov, R.A. Kharisov (NIISPTneft Branch Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation)

ASSESSMENT OF THE PERMISSIBLE BEND RADIUS OF PIPELINE

Введение

При внутритрубной диагностике действующих трубопроводов иногда обнаруживаются участки, где радиус изгиба выходит за пределы нормативных требований. В таких случаях предусматривается ремонт с целью приведения участка в нормативное состояние. Для этого трубопровод на некоторой длине освобождается от грунта и перекладывается в новую траншею со смещением от прежнего состояния. Это сложная и опасная операция, которую обычно проводят без освобождения трубопровода от продукта.

Согласно строительным нормам и правилам, допускается такой изгиб трубопровода, когда радиус изгиба составляет не меньше 1000 диаметров трубы D . Однако этот показатель не имеет достаточного обоснования. Он принят без связи с такими важными характеристиками трубопровода, как категория, размеры, механические свойства металла, рабочее давление и температура.

Цели и задачи

Анализ напряженного состояния участка трубопровода при различных сочетаниях вышеуказанных характеристик, с целью установления основных закономерностей и разработки соответствующих алгоритмов вычисления безопасного радиуса изгиба для решения практических задач по ремонту трубопровода.

Background

In the case of in-pipe diagnostics of operating pipelines, sometimes pipe sections are found where the bend radius exceeds the normative requirements. In such cases, repairs are provided to bring the site to the normative state. For this, the pipeline is freed from the ground for some length and re-laid in a new trench with a shift from the previous state. This is a complex and dangerous operation, which is usually carried out without releasing the pipeline from the product.

According to building codes and regulations, such bending of the pipe-line is allowed, when the radius of bending is not less than 1000 diameters of pipe D . However, this indicator does not have sufficient justification. It is adopted without connection with such important characteristics of the pipeline as the category, dimensions, mechanical properties of the metal, working pressure and temperature.

Aims and Objectives

Analysis of the stressed state of the pipeline in various combinations of the above characteristics in order to establish the basic laws and develop appropriate algorithms for calculating the safe bend radius for solving practical problems in repairing the pipeline.

Методы

Исследования выполнены при помощи расчётно-аналитических методов. За основу приняты известные формулы для напряженного состояния труб, изложенные в курсах теории упругости и сопротивления материалов.

Результаты

Результаты исследований показывают, что все известные факторы и параметры оказывают влияние на допустимый радиус изгиба трубопровода. С увеличением размеров труб (диаметра и толщины стенки) допустимое значение радиуса изгиба ρ_{np} повышается, но для обычных трубных сталей не достигает значения 1000 D. С повышением рабочего давления интенсивность напряжений растёт, но в пределах допустимых рабочих давлений значение ρ_{np} в подавляющем большинстве случаев остается меньше 1000 D.

Зависимость от температурных условий имеет более сложный характер и требует выполнения расчётов при конкретных исходных данных. Установлено, что в зависимости от их сочетания наиболее напряженные зоны могут возникать как на сжатых, так и на растянутых образующих трубопровода.

Для практических расчетов значения ρ_{np} разработан алгоритм, позволяющий учитывать все особенности трубопровода, перечисленные выше. Показан пример расчётов с анализом полученных результатов. На данном примере показано, что большое практическое значение имеет точность подготовки исходных данных, особенно механических свойств металла труб.

Предложены пути снижения объёмов ремонтных работ за счёт более точного определения параметра ρ_{np} .

Исследования, выполненные в данной статье, показывают, что требования строительных норм и правил пригодны для проектирования и строительства, но завышены для этапа эксплуатации и ремонта трубопроводов и приводят к неоправданному увеличению объёма ремонтных работ.

Methods

The studies were performed using computational and analytical methods. The known formulas for the stressed state of pipes from the theory of elasticity and material resistance are taken as a basis.

Results

The results of the studies are that all known factors and parameters affect the permissible bend radius of the pipeline. With an increase in the pipe dimensions (diameter and wall thickness), the allowable bend radius ρ_{np} is increased, but does not reach the value of 1000 D for conventional pipe steels. With increasing operating pressure the intensity of the stresses increases, but within the permissible operating limits pressure, the value of ρ_{np} in the overwhelming majority of cases remains less than 1000 D.

Dependence on temperature conditions is more complex and requires calculations at specific initial data. It is established that depending on their combination the most strained zones can occur both on compressed and stretched generating lines.

For practical calculations of the value of ρ_{np} an algorithm has been developed that allows to take into account all the features of the pipeline, listed above. An example of calculations with an analysis of the results obtained is shown. In this example, it is shown that the accuracy of preparing the initial data, especially the mechanical properties of the pipe metal, is of great practical importance.

Suggested ways to reduce the amount of repair work due to a more accurate determination of the parameter ρ_{np} .

Studies carried out in this article show that the requirements of building codes and regulations are suitable for design and construction, but they are too high for the operation and repair phase of pipelines and require an unjustified increase in the amount of repair work.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, радиус изгиба, допустимая кривизна, критическое напряжение, интенсивность напряжений, сжатая образующая, растянутая образующая

Key words: main pipeline, bend radius, allowable curvature, critical stress, stress intensity, compressed generating line, stretched generating line

Один из механизмов повреждения трубопроводов связан с появлением изгибов с недопустимо низкими радиусами кривизны [1, 2]. В таких местах возникают повышенные изгибные напряжения и деформации, которые могут привести к образованию гофров. Однако остается нерешённым вопрос, какие радиусы изгиба трубопроводов допустимы? В строительных нормах проектирования магистральных трубопроводов [3] указано, что радиус изгиба должен быть более 1000 диаметров трубы. При этом этот параметр не связывается с такими важными особенностями, как категория участка трубопровода, свойства стали, толщина стенки, рабочее давление, температурные условия, взаимодействие с грунтом и др. Это может привести как к завышению, так и к занижению объемов ремонта трубопроводов, назначаемых по результатам внутритрубных обследований. Поэтому изучение данного вопроса представляет научный и практический интерес.

Итак, рассмотрим напряженное состояние трубопровода диаметром D и толщиной стенки δ на участке изгиба. На этом участке помимо рабочего давления P могут действовать продольная сила N и изгибающий момент M . Кроме того, оказывает воздействие температурный перепад ΔT по отношению к начальному состоянию. Трубопровод находится в грунте, который оказывает сопротивление сдвигу трубы (реакция грунта). За предельное допустимое состояние трубопровода примем такое, когда в наиболее напряженной точке интенсивность напряжений σ_i достигает некоторого предельного допустимого уровня. За предельный уровень можно принять предел текучести стали σ_T , который определяет момент начала пластических деформаций. Но из соображений безопасности целесообразно установить предельное напряжение равным

$$\sigma_{np} = m \cdot \sigma_T,$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода на данном участке.

Интенсивность напряжений имеет вид [4]:

$$\sigma_i = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{(\sigma_\varphi - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\varphi)^2}. \quad (1)$$

Здесь $\sigma_\varphi, \sigma_z, \sigma_r$ – напряжения в стенке трубы в окружном, продольном, радиальном направлениях соответственно. Для них известны формулы:

$$\sigma_\varphi = \frac{P(D-2\delta)}{2\delta}; \quad \sigma_r = -\frac{P}{2}; \quad \sigma_z = \sigma_{oc} \pm \sigma_{u3z}; \quad (2)$$

$$\sigma_{oc} = E \varepsilon_{oc} + \mu \frac{P(D-2\delta)}{2\delta} - \alpha E \Delta T; \quad \sigma_{oc} = \frac{N}{F}; \quad (3)$$

$$\sigma_{u3z} = \frac{ED}{2\rho}; \quad \sigma_{u3z} = \frac{MD}{2J_x}; \quad \rho = \frac{EJ_x}{M}. \quad (4)$$

Здесь использованы обозначения:

E, μ – модуль упругости и коэффициент Пуассона металла труб;

$\varepsilon_{oc}, \sigma_{oc}$ – осевая деформация и осевое напряжение;

J_x – момент поперечного сечения трубы

$$J_x = \frac{\pi \cdot [D^4 - (D-2\delta)^4]}{64} = \frac{\pi \cdot (R^4 - r^4)}{4}; \quad (5)$$

F – площадь поперечного сечения трубы

$$F = \pi \cdot (R^2 - r^2); \quad (6)$$

R и r – наружный и внутренний радиусы трубы ($R = 0,5 \cdot D$; $r = R - \delta$).

Пользуясь этими формулами, исследуем зависимость предельного радиуса изгиба трубы от перечисленного выше набора исходных параметров.

Для этого найдём значения радиуса изгиба трубы $\rho = \rho_{np}$, при которых хотя бы в одной точке сечения трубопровода интенсивность напряжений достигает предельного значения $\sigma_i = \sigma_{np} = m \cdot \sigma_T$.

Исследования выполним численно и графически: варьируя всеми исходными параметрами по очереди.

Используем следующий алгоритм:

- 1). Задать набор исходных параметров $D, \delta, E, \mu, \alpha, \sigma_T, P, \Delta T$;
- 2). Варьировать параметром ρ ;

3). Вычислить по формулам (1) - (4) все компоненты напряжений и интенсивность напряжений в двух точках сечения, соответствующих наибольшему и наименьшему напряжениям изгиба;

4). Распечатать таблицы и построить графики «радиус изгиба ρ - интенсивность напряжений σ_i ».

Ниже приведены некоторые из полученных результатов.

На рисунке 1 показана зависимость интенсивности напряжений от радиуса изгиба на двух противоположных образующих (сжатой и растянутой) для одного из случаев, принятых в качестве примера.

Графики показывают, что в данном случае наибольшие напряжения возникают на сжатой образующей. При предельно допустимом напряжении $\sigma_{np} = 300 \text{ МПа}$ допустимый радиус изгиба составляет 515 м, чему соответствует отношение $\rho/D = 505$.

Как видим, в данном случае допустимый радиус изгиба почти в два раза меньше, чем указано в документе [3].

На рисунке 2 показано распределение интенсивности напряжений на наиболее напряженных (сжатых) образующих трубопроводов разных размеров.

По графикам видно, что регламентированное в СП 86.13330.2012 (СНиП III-42-80*) требование $\rho \geq 1000 D$ соответствует трубам, изготовленным из металлов с невысокими прочностными показателями.

Для современных более высокопрочных трубных сталей данное требование не годится для практического использования, так как приводит к неоправданно высоким объемам ремонта.

Исследована зависимость параметра ρ_{np} от всех исходных параметров и факторов по отдельности и в совокупности. При этом установлен ряд закономерностей.

1) С увеличением диаметра труб допустимое значение радиуса изгиба повышается, но для обычных трубных сталей не достигает значения $1000 D$.

2) С увеличением толщины стенки труб допустимое значение радиуса изгиба ρ_{np} повышается, и также не достигает значения $1000 D$ для обычных трубных сталей.

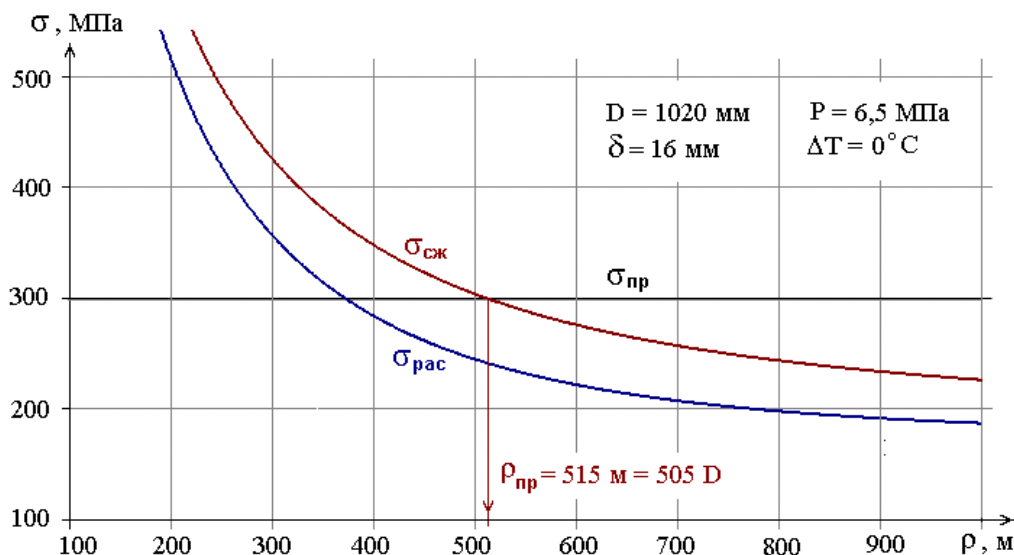


Рисунок 1. Интенсивность напряжений при изгибе трубопровода на сжатой ($\sigma_{сж}$) и растянутой ($\sigma_{рас}$) образующих

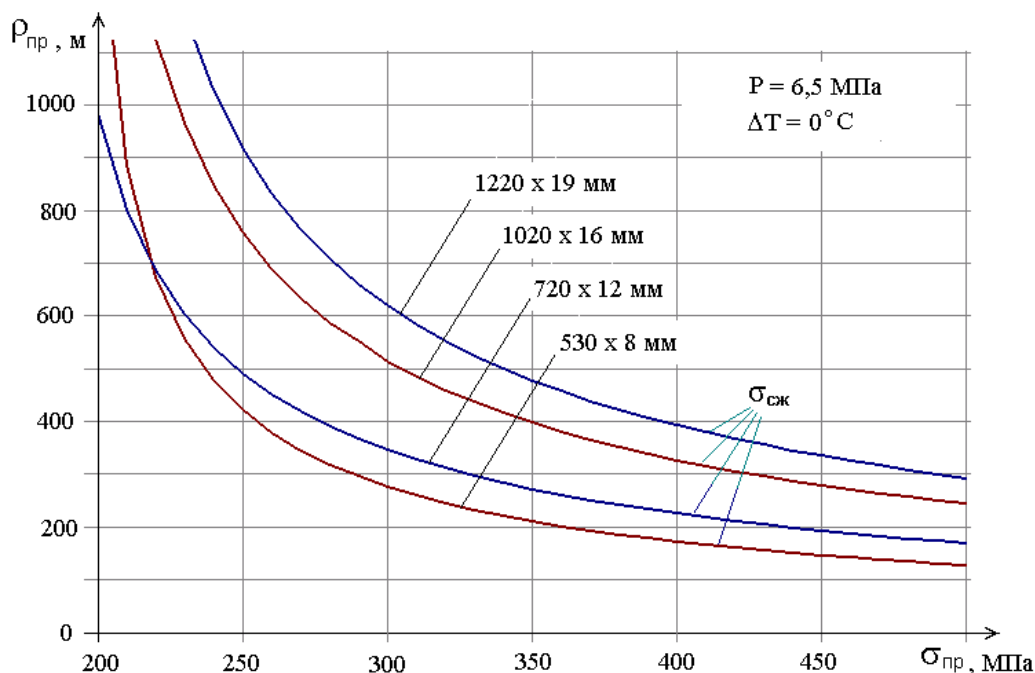


Рисунок 2. Интенсивность напряжений при изгибе трубопровода на сжатой образующей (на растянутой образующей напряжения ниже)

3) С повышением рабочего давления интенсивность напряжений растёт и в принципе может достичь любых высоких значений. При этом допустимый радиус изгиба $\rho_{пр}$ также может повышаться до любых больших значений. Однако это не является обоснованием требования $\rho \geq 1000 D$, так как рабочее давление не может быть произвольно высоким, оно также ограничено допустимым значением. И в пределах допустимых рабочих давлений допустимое значение $\rho_{пр}$ почти всегда меньше $1000 D$.

4) Зависимость от температурных условий имеет более сложный характер и требует более подробного рассмотрения.

Учитывая, что перепады температуры вызывают температурные напряжения, прием за начало отсчёта температуру T_0 , при которой считается, что напряжений не было. За такую температуру с некоторым приближением прием температуру, при которой был засыпан трубопровод в траншею. Температуру трубопровода в процессе эксплуата-

ции обозначим $T_{э}$. Тогда перепад температуры будет определяться как разность

$$\Delta T = T_{э} - T_0.$$

На рисунке 3 приведены графики зависимости интенсивности напряжений на двух противоположных образующих (сжатой и растянутой) при разных температурных перепадах. Эти графики показывают, что наибольшие значения интенсивности напряжений могут возникать как на сжатой, так и на растянутой образующих трубопровода.

На рисунке 4 показана зависимость допустимого радиуса изгиба от температурного перепада при условии, что интенсивность напряжений не должна превышать 300 МПа. По графикам видно, что для каждого рабочего давления существует такая определенная температура, выше которой наибольшие напряжения возникают на сжатой (внутренней) образующей, ниже - на растянутой (внешней) образующей трубопровода. При отсутствии рабочего давления такая температура соответствует состоянию $\Delta T = 0$.

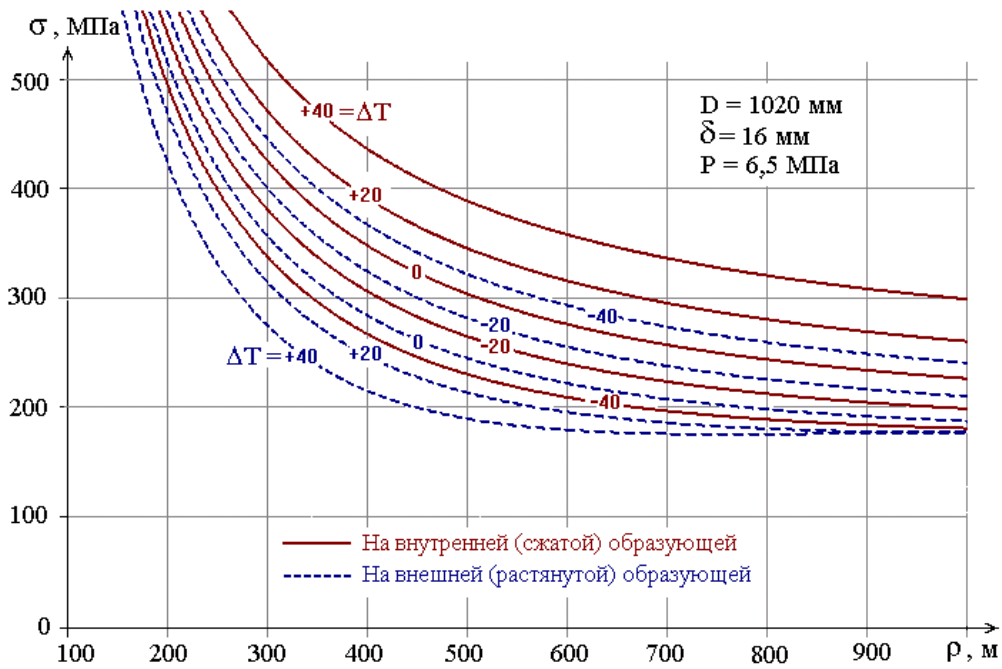


Рисунок 3. Зависимость максимальных значений интенсивности напряжений от рабочего давления при постоянных других параметрах

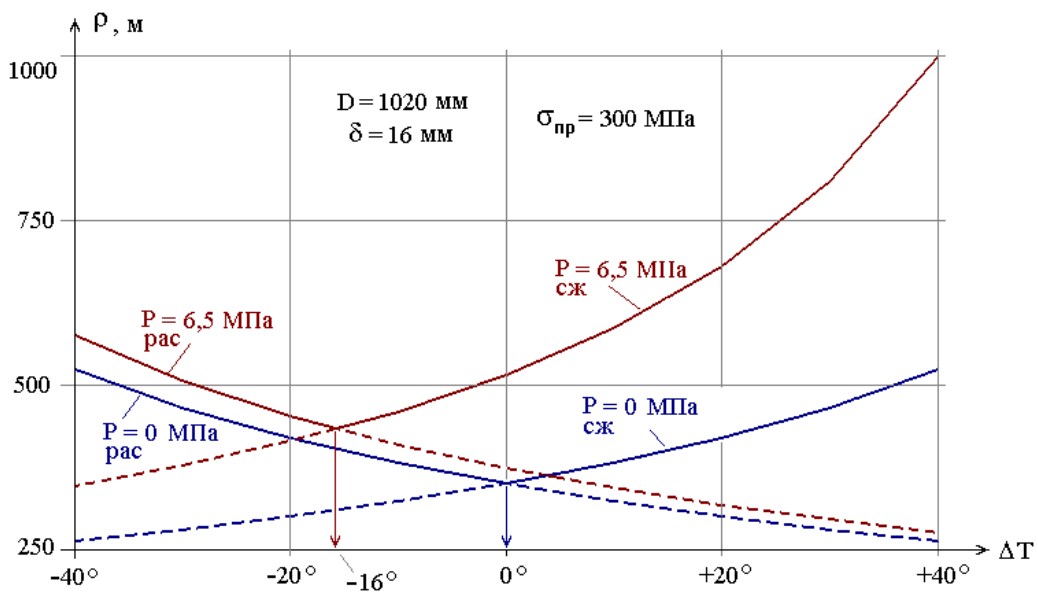


Рисунок 4. Зависимость предельного радиуса изгиба от перепада температуры при предельном значении напряжений $\sigma_{пр} = 300$ МПа (сплошные линии соответствуют максимальным напряжениям при соответствующих давлениях $P = 0$ МПа и $P = 6,5$ МПа; индексы «сж» и «рас» обозначают графики, соответствующие сжатой и растянутой образующим при изгибе)

Результаты исследований показывают, что все известные факторы и параметры оказывают влияние на допустимый радиус изгиба трубопровода. Соответствующие зависимости имеют сложный нелинейный характер, но есть одна важная особенность, позволяющая в значительной мере упростить поставленную задачу: все зависимости имеют монотонный характер, соответствующие графики либо только повышаются, либо только падают. На них нет экстремальных точек (max, min). Эта особенность позволяет предложить следующий алгоритм поиска допустимого радиуса изгиба данного конкретного трубопровода с учётом всех его характеристик и условий эксплуатации.

Алгоритм поиска допустимого радиуса изгиба

1. Определить размеры труб: диаметр D и толщину δ стенки.
2. Определить марку стали, из которой изготовлены трубы, и соответствующий предел текучести σ_T .
3. Определить категорию участка и коэффициент условий работы трубопровода на данном участке m .
4. Определить предельное напряжение в зоне изгиба $\sigma_{np} = m \cdot \sigma_T$.
5. Определить максимальное давление на данном участке P_{max} исходя из технологических режимов эксплуатации.
6. Определить минимальное T_{min} и максимальное T_{max} значения температуры трубопровода на данном участке.
7. Определить начальную температуру (замыкания и засыпки) на данном участке трубопровода T_0 .
8. Определить наименьшее и наибольшее значения перепада температуры $\Delta T_{min} = T_{min} - T_0$; $\Delta T_{max} = T_{max} - T_0$.
9. Выполнить расчёты и построить графики зависимости напряжений на внешней (растянутой) и внутренней (сжатой) образующих $\sigma_{рас}$, $\sigma_{сж}$ от радиуса изгиба ρ при следующих сочетаниях параметров:

- 1) $P = 0$; $\Delta T = \Delta T_{min}$;
- 2) $P = 0$; $\Delta T = \Delta T_{max}$;
- 3) $P = P_{max}$; $\Delta T = \Delta T_{min}$;
- 4) $P = P_{max}$; $\Delta T = \Delta T_{max}$.

Всего таких графиков будет 8 (по 4 на 2-х образующих).

10. Найти точки пересечения построенных графиков $\sigma_{рас}$ и $\sigma_{сж}$ с горизонтальной прямой $\sigma_{пр}$.

11. Найти наибольшее значение ρ из всего набора полученных точек пересечений графиков.

Пример. Трубопровод имеет размеры $\varnothing 1020 \times 16$ мм. Марка стали 17Г1С. Предел текучести для данной марки стали 360 МПа. Категория участка трубопровода II. Максимальное рабочее давление на данном участке 6,5 МПа. Температура замыкания на данном участке $T_0 = +10$ °С. В процессе эксплуатации температура трубопровода на данном участке может меняться в пределах от 0 до +30 °С.

При очередном обследовании трубопровода на данном участке обнаружен изгиб радиусом $\rho = 798$ м.

Требуется определить необходимость ремонта данного участка изгиба с целью приведения в безопасное состояние.

Итак, в соответствии с предложенным алгоритмом, необходимо построить графики $\sigma_i = f(\rho)$ при следующих исходных данных:

- 1) $P = 0$; $\Delta T = 0 - 10 = -10$ °С;
- 2) $P = 0$; $\Delta T = +30 - 10 = +20$ °С;
- 3) $P = 6,5$ МПа; $\Delta T = -10$ °С;
- 4) $P = 6,5$ МПа; $\Delta T = +20$ °С.

Решение строим с помощью программы, реализующей вышеизложенный алгоритм. Построим графики «радиус изгиба ρ - интенсивность напряжений σ » для каждого набора исходных данных (P , ΔT). Сложим графики всех 4-х решений, как показано на рисунке 5, и видим, что наибольшие напряжения возникают на сжатой (внутренней) образующей при условиях

$$P = 6,5 \text{ МПа}; T_0 = +30 \text{ °С}.$$

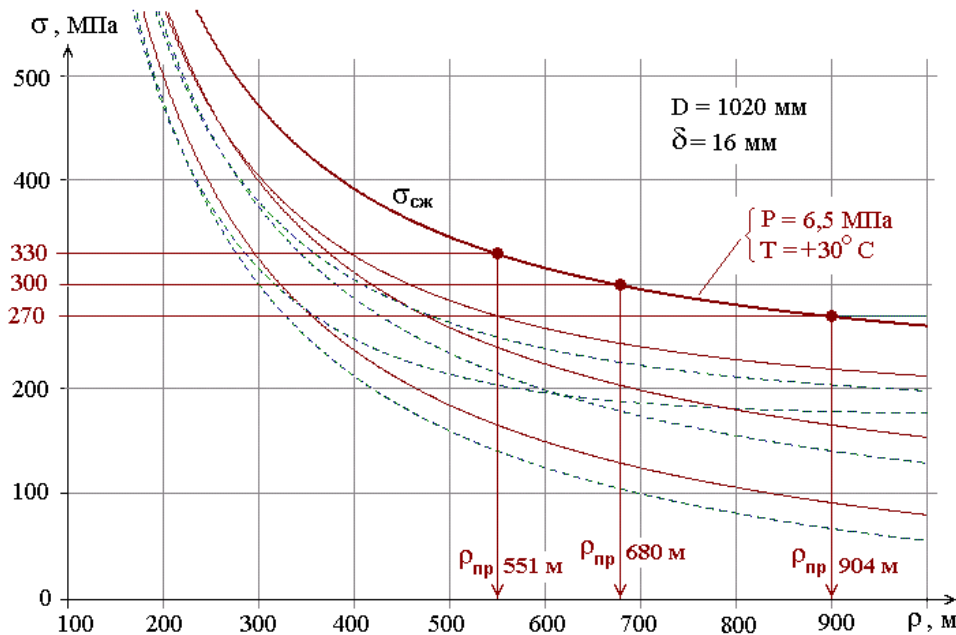


Рисунок 5. Определение допустимого радиуса изгиба участка (сплошные линии соответствуют сжатой (внутренней) образующей при изгибе, пунктирные - растянутой (внешней) образующей)

Для участков трубопровода второй категории коэффициент условий работы принимается $m = 0,75$. Следовательно, предельное допустимое давление в стенке трубопровода $\sigma_{пр} = 0,75 \cdot 360 = 270$ МПа.

Проведём горизонталь, соответствующую значению $\sigma_{пр} = 270$ МПа (рисунок 5), и получим значение $\rho_{пр} = 904$ м. Это означает, что если радиус кривизны не меньше 904 м, то ни при каких рабочих давлениях и температурах, не выходящих за пределы

$$P \leq 6,5 \text{ МПа}$$

и $0^\circ \text{C} \leq T \leq +30^\circ \text{C}$ ($-10^\circ \text{C} \leq \Delta T \leq +20^\circ \text{C}$), напряжения σ_i ни в одной точке не превышают значения 270 МПа.

Найденному значению $\rho_{пр} = 904$ м соответствует отношение $\rho/D = 886,3$ вместо установленного документом [3] значения 1000. То есть, требование документа нарушается, но безопасность трубопровода на

участке изгиба обеспечивается. Следовательно, при $\rho_{пр} \geq 904$ м ремонт на данном трубопроводе не требуется.

Продолжим анализ данного примера и заметим, что если незначительно поднять допустимое напряжение, то допустимый радиус кривизны существенно снижается. Это означает, что предельное значение напряжений следует выбирать точнее. И для этого есть следующие возможности.

1). При определении допустимого напряжения $\sigma_{пр}$ пользоваться не сертификатными данными о механических свойствах металла труб, а фактическими данными, полученными измерениями на месте с учётом происходящих изменений [5-8]. Как правило, фактические значения предела текучести металлов труб несколько выше, чем указывается в сертификатах. В сертификатах указываются наименьшие значения из большой партии труб. Например, если при фактических измерениях получено значение $\sigma_T = 400$ МПа, что на 11 % выше сертификатного значения, то получим предельное

значение интенсивности напряжений
 $\sigma_{np} = 400 \cdot 0,75 = 300 \text{ МПа}$.

При этом, как видно из рисунка 5, допустимый радиус изгиба получится $\rho_{np} = 680 \text{ м}$; отношение $\rho_{np}/D = 666,7$. Это на 25 % меньше, чем в первом случае. То есть, с повышением предела текучести происходит непропорциональное (ускоренное) снижение допустимого радиуса изгиба трубопровода.

2) Следующая возможность связана с выбором коэффициента m , который играет в данной задаче роль коэффициента запаса прочности. Рекомендованные документом [3] значения коэффициента m относятся к этапу проектирования трубопроводов. На этапе эксплуатации выбор коэффициента запаса m может быть другим. Нам представляется, что с учётом современных возможностей контроля трубопроводов (с развитием внутритрубных технологий), а также с учётом того, что трубопровод уже адаптировался к рельефу местности за время эксплуатации, можно подбирать коэффициенты запаса m на 10 % выше, например, принять $m = 0,75 \cdot 1,1 = 0,825$.

Тогда при фактическом пределе текучести $\sigma_T = 400 \text{ МПа}$ получаем предельное допустимое напряжение

$$\sigma_{np} = 400 \cdot 0,825 = 330 \text{ МПа}.$$

Из графиков рисунка 5 получаем $\rho_{np} = 551 \text{ м}$, что на 39 % меньше, чем получалось в первом случае, и на 46 % меньше, чем требует СП 86.13330.2012.

Список литературы

1. Лисин Ю.В., Неганов Д.А., Сергаев А.А. Определение допустимых рабочих давлений для длительно-эксплуатируемых трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 6 (26). С. 30-37.
2. Суриков В.И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (22). С. 20-23.

Таким образом, в данном примере можно вполне допустить радиусы изгиба до 551 м вместо вытекающих из норм 1020 м. Это приводит к очень существенному снижению объёмов ремонтных работ.

Следует также отметить, что, учитывая многофакторность задачи и ответственность работ, перед принятием решения о ремонте следует уточнить показания внутритрубной диагностики, проверить фактические радиусы изгиба и напряжённое состояние другими современными экспериментально-расчётными методами, например, изложенными в работах [9-13].

Выводы

По результатам выполненных исследований можно сделать следующие важные выводы.

1) Допустимый радиус упругого изгиба трубопровода сложным образом зависит от размеров труб, механических свойств металлов, рабочего давления и температуры эксплуатации.

2) Требования строительных норм и правил [4] пригодны для проектирования и строительства, но завышены для этапа эксплуатации и ремонта трубопроводов и приводят к неоправданному увеличению объёма ремонтных работ.

3) При планировании ремонтных работ с целью восстановления конфигурации трубопровода целесообразно пользоваться предложенным алгоритмом расчёта допустимого радиуса изгиба с учётом всех влияющих факторов и параметров.

References

1. Lisin Yu.V., Neganov D.A., Sergaev A.A. Opredelenie dopustimykh rabochikh davlenii dlya dlitel'no-ekspluatiruemykh truboprovodov po rezul'tatam vnutritrubnoi diagnostiki [Defining Maximal Working Pressures for Main Pipelines in Extended Operation from the Results of In-Line Diagnostics]. Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefii i nefteproduktov - *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2016, No. 6 (26), pp. 30-37. (in Russ.).
2. Surikov V.I. Sistema geotekhnicheskogo monitoringa i bezopasnogo upravleniya

3. СП 86.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП III-42-80*) Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013.
4. Безухов Н.И. Основы теории упругости, пластичности, ползучести. М.: Высшая школа, 1968. 532 с.
5. Гумеров К.М. Механизмы изменения механических свойств металла труб и оборудования в водородосодержащих средах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 3 (23). С. 84-89.
6. Гумеров К.М., Ракова Л.Н., Сильвестров С.А. Изменение механических свойств сварных элементов магистральных трубопроводов при длительной эксплуатации // Современные проблемы сварочного производства: сб. науч. тр. / Ред.: М.А. Иванов, И.А. Ильин. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. С. 83-90.
7. Гумеров К.М., Сильвестров С.А. К оценке продольной устойчивости магистрального трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып.1 (107). С. 60-68.
8. Зайцев Н.Л., Гумеров К.М. Проблемы оценки остаточного ресурса магистральных трубопроводов // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 1. С. 114-119.
9. Зайцев Н.Л., Бикбулатов А.Л., Багманов Р.Р. Методы измерения радиуса кривизны и изгибных напряжений в трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 2 (100). С. 110-119.
10. Мугаллимов Ф.М., Багманов Р.Р., Гумеров А.К., Мугаллимов И.Ф. Дифференциальные уравнения равновесия трубопровода, неоднородного по кривизне // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 88-96.
11. Распопов А.А., Гумеров К.М., Мельников А.В., Фридлянд Я.М. Об учёте особенностей пластического деформирования при расчёте предельных состояний тонкостенных оболочек давления // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 4. С. 158-161.
12. Чучалов М.В., Аскарлов Р.М., Китаев С.В., Гумеров К.М. Моделирование напряженного состояния подземного газопровода в условиях неустойчивости его положения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 2. С. 41-44.
13. Шадрин В.С., Гумеров К.М., Абдуллин Р.С. Методика определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов при эксплуатации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 2 (96). С. 119-125.
- magistral'nymi nefteprovodami, prolozhennymi v slozhnykh prirodno-klimaticheskikh usloviyakh [Geotechnical Monitoring and Safe Management System for Main Oil Pipelines Laid in Severe Natural Climatic Conditions]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2016, No. 2 (22), pp. 20-23. (in Russ.).
3. SP 86.13330.2012 (aktualizirovannaya redaktsiya III-42-80*). *Magistral'nye truboprovody* [SP 86.13330.2012 (Update Edition of SNIIP III-42-80*. Trunk Pipelines)]. Moscow, Gosstroj, FAU «FTsS», 2013. (in Russ.).
4. Bezukhov N.I. *Osnovy teorii uprugosti, plastichnosti, polzuchesti* [Fundamentals of the Theory of Elasticity, Plasticity, Creep]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1968. 532 p. (in Russ.).
5. Gumerov K.M. Mekhanizmy izmeneniya mekhanicheskikh svoistv metalla trub i oborudovaniya v vodorodosoderzhashchikh sredakh [Variation Mechanisms of Pipe and Equipment Metal Mechanical Features in Hydrogen-Containing Environment]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov - Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2016, No. 3 (23), pp. 84-89. (in Russ.).
6. Gumerov K.M., Rakova L.N., Sil'vestrov S.A. Izmeneniye mekhanicheskikh svoistv svarnykh elementov magistral'nykh truboprovodov pri dlitel'noi ekspluatatsii [Change in Mechanical Properties of Welded Elements of Main Pipelines during Long-Term Operation]. *Sbornik nauchnykh trudov «Sovremennyye problemy svarochnogo proizvodstva»* [Collection of Scientific Works «Modern Problems of Welding Production»]. Chelyabinsk, Izdatel'skii tsentr YuUrGU, 2016, pp. 83-90. (in Russ.).
7. Gumerov K.M., Sil'vestrov S.A. K otsenke prodol'noi ustoichivosti magistral'nogo truboprovoda [To the Assessment of Main Pipeline Longitudinal Stability]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2017, Issue 1 (107), pp. 60-68. (in Russ.).
8. Zaitsev N.L., Gumerov K.M. Problemy otsenki ostatochnogo resursa magistral'nykh truboprovodov [Evaluation of Residual Life of Pipelines]. *Neftgazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2017, T. 15, No. 1, pp. 114-119. (in Russ.).
9. Zaitsev N.L., Bikbulatov A.L., Bagmanov R.R. Metody izmereniya radiusa krivizny i izgibnykh napryazhenii v truboprovodakh [Measurements of Curvature Radius and Bending Stresses in Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 2 (100), pp. 110-119. (in Russ.).
10. Mugallimov F.M., Bagmanov R.R., Gumerov A.K., Mugallimov I.F. Differentsial'nye uravneniya ravnovesiya truboprovoda, neodnorodnogo po krivizne [Differential Equations of Equilibrium in Non-Uniform in Curvature Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment*

and Transportation of Oil and Oil Products, 2015, Issue 3 (101), pp. 88-96. (in Russ.).

11. Raspopov A.A., Gumerov K.M., Mel'nikov A.V., Fridlyand Ya.M. Ob uchete osobennostei plasticheskogo deformirovaniya pri raschete predel'nykh sostoyanii tonkostennykh obolochek davleniya [The Features of Plastic Deformation in the Calculation of Limit States Thin Shells under Pressure]. *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2016, T. 14, No. 4, pp. 158-161. (in Russ.).

12. Chuchkalov M.V., Askarov R.M., Kitaev S.V., Gumerov K.M. Modelirovanie napryazhennogo sostoyaniya podzemnogo gazoprovoda v usloviyakh nestabil'nosti ego polozheniya [Modeling of Stress State of Underground Gas Pipeline in Conditions of the Instability of Its Position]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbon Raw Materials*, 2016, No. 2, pp. 41-44. (in Russ.).

13. Shadrin V.S., Gumerov K.M., Abdullin R.S. Metodika opredeleniya napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov pri ekspluatatsii [Method of Determining Stressed-Strained State of Pipelines in Operation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 2 (96), pp. 119-125. (in Russ.).

Авторы

• Гумеров Кабир Мухаметович, д-р техн. наук, профессор
Филиал НИИСПТнефть ООО «НИИ Транснефть»
Главный научный сотрудник
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
тел. (347) 241-73-45
e-mail: K.M.Gumerov@mail.ru

• Харисов Рустам Ахматнурович, д-р техн. наук
Филиал НИИСПТнефть ООО «НИИ Транснефть»
Начальник отдела стали, сварки и защиты
от коррозии
Российская Федерация, 450055, г. Уфа,
пр. Октября, 144/3
тел. (347) 241-73-45
e-mail: pipe-ufa@mail.ru

The Authors

• Gumerov Kabir M., Doctor of Technical Sciences, Professor
NIISPTneft Branch Transneft R&D, LLC
Chief Researcher
144/3, October ave., Ufa, 450055,
Russian Federation
tel: (347) 241-73-45
e-mail: K.M.Gumerov@mail.ru

• Kharisov Rustam A., Doctor of Technical Sciences
NIISPTneft Branch Transneft R&D, LLC
Head of Steel, Welding and Corrosion Protection
Department
144/3, October ave., Ufa, 450055,
Russian Federation
tel: (347) 241-73-45
e-mail: pipe-ufa@mail.ru