

УДК 621.643.053

**Расчетно-экспериментальная оценка напряженного состояния
трубопровода под воздействием изгибающей нагрузки
и внутреннего давления**

А. А. Игнатик

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия
e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru*

Аннотация. Магистральные трубопроводы при эксплуатации испытывают комплекс нагрузок и воздействий. Мониторинг напряженного состояния стенки трубопровода необходим для выполнения прочностных расчетов и оценки работоспособного состояния трубопроводной конструкции.

В данной статье рассмотрен метод расчетно-экспериментального исследования напряженного состояния трубы при воздействии на нее изгибающей нагрузки и комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления.

Опыты проведены на лабораторном стенде. Объект исследований — труба наружного диаметра 325 мм, толщиной стенки 8,5 мм, марка стали «14ХГС». Предложены формулы для расчета компонентов напряженного состояния при работе материала стенки трубы в упругопластической стадии. Получены эпюры кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений для случая воздействия на трубу изгибающей нагрузки и случая комбинированного воздействия изгибающей нагрузки и внутреннего давления. Определены области максимальных значений интенсивности напряжений, где наиболее вероятен переход в предельное состояние, — опасные зоны.

При действии только изгибающей нагрузки опасная зона наблюдается на нижней образующей трубы в ее центральной части. При одновременном действии изгибающей нагрузки и внутреннего давления — на боковой образующей трубы в ее центральной части.

Ключевые слова: давление; критерий пластичности Губера — Мизеса — Генки; лабораторный стенд; напряженное состояние; принцип суперпозиции; трубопровод

**A computational and experimental assessment of the pipeline stress state
under bending load and internal pressure**

Anatoly A. Ignatik

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia
e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru*

Abstract. Main pipelines are subjected to a complex of loads during operation. Monitoring of the stress state of the pipeline wall is necessary for performing strength calculations and evaluating the pipeline reliability.

The article is devoted to the method of computational and experimental study of the stress state of a pipe under a bending load and combined action of a bending load and internal pressure.

The experiments have been carried out on a laboratory bench. The object of the study is a pipe that has the following characteristics: an outer diameter of 325 mm, a wall thickness of 8.5 mm and steel grade of "14XGS". Electrical resistance strain gages were used to measure the strain of the pipe wall. Formulas for calculating the stress state components of the pipe wall in the elastic-plastic deformation stage are proposed. It is given formulas for calculating the stress state components of the pipe wall in the elastic-plastic deformation stage. Plots of hoop and longitudinal stresses as well as von Mises stress are obtained for the case of bending load on the pipe and the case of combined loading under bending and internal pressure. The areas of maximum values of von Mises stress where the transition to the limiting state is most likely have been determined.

When only the bending load is applied, the maximum von Mises stress zone is observed on the lower area of the pipe in its central region. When combined loading under bending and internal pressure, the maximum von Mises stress zone is observed on the lateral area of the pipe in its central region.

Key words: pressure; Huber-Hencky-von Mises theory; laboratory bench; stress state; principle of superposition; pipeline

Введение

Оценка напряженного состояния магистрального трубопровода в процессе его эксплуатации необходима для обеспечения работоспособного состояния трубопроводной конструкции. Действующие в стенке трубопровода механические напряжения характеризуют уровень нагрузки на трубопровод и его несущую способность. При проведении прочностных расчетов магистральных трубопроводов обязательно учитываются значения действующих напряжений и количественные механические характеристики трубной стали (например, предел текучести, предел прочности).

Мониторинг напряженного состояния стенки магистрального трубопровода осуществляется при помощи методов непосредственного измерения напряжений (деформаций) [1]. Среди этих методов выделим тензорезисторный (с использованием тензорезисторов) [2–7], волоконно-оптический [8, 9] и струнный [10], как самые перспективные, на взгляд автора.

Анализ напряженного состояния, как и деформированного состояния, особенно актуален для трубопроводов, проложенных в сложных геолого-инженерных условиях, где возможны дополнительные изгибающие воздействия на трубопровод, вызванные геокриогидрологическими явлениями и процессами.

В данной статье рассматриваются проведенные расчетно-экспериментальные исследования напряженного состояния трубы, испытывающей изгибающую нагрузку и комбинированную нагрузку от изгиба и внутреннего давления. Изучается характер распределения напряжений вдоль трубы на разных ее образующих, находятся опасные зоны трубы, где наиболее вероятен переход в предельное состояние (значительное деформирование с потерей несущей способности или разрушение).

Расчет компонентов напряжений трубы, вызванных внутренним давлением, не вызывает сложностей. Результаты, полученные по теории тонко-

стенной или толстостенной цилиндрической оболочки, хорошо согласуются с опытными данными [4]. Поэтому оценку напряженного состояния трубопровода под воздействием внутреннего давления можно проводить без непосредственных измерений напряжений в стенке трубы, кроме зон влияния краевых эффектов.

Проблемы возникают при оценке изгибных напряжений трубопровода, так как требуются дополнительные натурные исследования напряженного состояния магистрального трубопровода.

Объект и методы исследования

Экспериментальная часть работы проводилась на стенде в лабораторных условиях. Внешний вид стенда представлен на рисунке 1 [5]. Стенд включает в себя объект исследований — трубу (наружный диаметр — 325 мм, толщина стенки — 8,5 мм, марка стали 14ХГС), находящуюся в двух опорах. Длина трубы между опорами составляет 2,5 м. Под серединой трубы расположен гидравлический домкрат для воздействия на нее изгибающей нагрузкой в вертикальной плоскости. Перемещение штока домкрата в ходе опытов измеряется (величина h). В месте соприкосновения штока домкрата и трубы приварена пластина для предотвращения локального смятия трубы. Геометрические параметры пластины: длина — 95 мм, ширина — 75 мм, толщина — 8,5 мм; диаметр штока домкрата равен 45 мм. Овальность трубы не наблюдается.

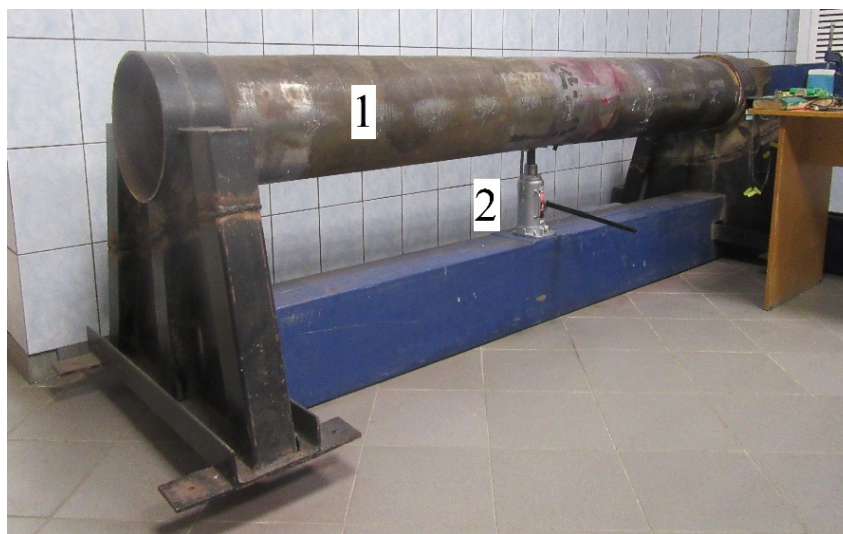


Рис. 1. Внешний вид экспериментального стенда:

1 — труба; 2 — гидравлический домкрат

(устройство для создания изгибающей нагрузки в вертикальной плоскости)

При анализе напряженного состояния трубы используется цилиндрическая система координат: ось Θ — окружное направление, ось z — осевое направление. Введем продольную координату u . Она отсчитывается от центрального сечения трубы. Влево от центрального сечения откладываются отрицательные значения координат u , а вправо — положительные.

Зонами экспериментального исследования напряженного состояния являлись верхняя образующая (зона растяжения), боковая образующая и нижняя образующая (зона сжатия) трубы. На верхней, боковой и нижней образующих трубы в зонах с продольными координатами $u = 0; \pm 20; \pm 40; \pm 60; \pm 80; \pm 100; \pm 120$ см устанавливались тензорезисторы для измерения кольцевой составляющей деформации ε_θ и продольной составляющей деформации ε_z . На боковой образующей трубы также монтировались тензорезисторы под углом 45° для определения угловых деформаций и касательных напряжений. На верхней и нижней образующих трубы тензорезисторы под углом 45° не устанавливались, так как было принято, что в этих зонах угловые деформации и касательные напряжения равны нулю [5].

По итогам измерений кольцевых ε_θ и продольных ε_z деформаций можно перейти к расчету компонентов напряженного состояния по формулам обобщенного закона Гука в обратной форме для случая плоского напряженного состояния:

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_\theta + \nu \varepsilon_z); \quad (1)$$

$$\sigma_z = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_z + \nu \varepsilon_\theta), \quad (2)$$

где E — модуль Юнга, для стали $E = 206\,000$ МПа; ν — коэффициент Пуассона, для стали $\nu = 0,3$.

Радиальные напряжения от действия изгиба приняты равными нулю: $\sigma_r = 0$.

Данные, полученные от тензодатчиков, установленных под углом 45° , позволяют рассчитать угловую деформацию γ по формуле

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\theta - \varepsilon_z, \quad (3)$$

где ε_{45° — деформация под углом 45° ; а затем касательные напряжения τ

$$\tau = \mu\gamma, \quad (4)$$

где μ — модуль сдвига, вычисляемый по формуле

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}. \quad (5)$$

Затем рассчитывается интенсивность напряжений σ_i согласно следующему выражению:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (6)$$

Величина интенсивности напряжений σ_i является количественным критерием прочности согласно энергетической теории прочности, известной из курса сопротивления материалов [11, 12]. Чем больше значение интенсивности напряжений на каком-либо участке конструкции, тем более нагружен данный участок и более вероятен в нем переход в предельное состояние.

Оценка прочности магистрального трубопровода осуществляется по следующим выражениям (условиям прочности) [12, 13]:

$$\sigma_i < \frac{\sigma_T}{n_T}; \quad (7)$$

$$\sigma_i < \frac{\sigma_B}{n_B}, \quad (8)$$

где σ_T , σ_B — пределы текучести и прочности; n_T , n_B — коэффициенты запаса по пределу текучести и пределу прочности.

Неравенство (7) используется, когда предельным состоянием считается значительная деформация конструкции с потерей ее несущей способности, неравенство (8) — когда предельным состоянием является разрушение.

Если неравенство (7) или (8) верно, то условие прочности выполняется; если неравенство неверное, то конструкция не обладает достаточным для эксплуатации запасом прочности.

Формулы (1), (2) и (4) верны только в том случае, когда материал трубопровода работает в упругой стадии и справедлив закон Гука. В качестве условия начала пластичности воспользуемся критерием Губера — Мизеса — Генки, в соответствии с которым пластичная деформация наступает, когда интенсивность напряжений σ_i достигает величины, равной пределу текучести σ_T материала ($\sigma_i = \sigma_T$ — критерий появления пластических деформаций Губера — Мизеса — Генки). Для расчета компонентов напряженного состояния трубопровода, работающего в упругопластической стадии, предлагается совокупность формул, представленных ниже, полученных согласно деформационной теории пластичности [14–19],

$$\varepsilon_r = -\frac{B}{A}(\varepsilon_\theta + \varepsilon_z), \quad (9)$$

где ε_r — радиальная деформация; A и B — числовые параметры,

$$A = k + \frac{4}{3}\mu_{pl}; \quad (10)$$

$$B = k - \frac{2}{3}\mu_{pl}, \quad (11)$$

где k — модуль объемного расширения,

$$k = \frac{E}{3(1-2\nu)}, \quad (12)$$

μ_{pl} — упруго-пластический модуль сдвига,

$$\mu_{pl} = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}}, \quad (13)$$

где m — коэффициент деформационного упрочнения (табличное значение [20]),

$$\sigma_{\theta} = A\varepsilon_{\theta} + B(\varepsilon_z + \varepsilon_r); \quad (14)$$

$$\sigma_z = A\varepsilon_z + B(\varepsilon_{\theta} + \varepsilon_r); \quad (15)$$

$$\tau = \mu_p l \gamma. \quad (16)$$

При выполнении анализа напряженного состояния трубы под действием изгиба и внутреннего давления p используется принцип независимости действия сил [12]. Для нашего случая его можно сформулировать так: напряжения (кольцевое и продольное), возникающие от одновременного действия изгиба и внутреннего давления, равны сумме напряжений, возникающих при раздельном нагружении изгибом и внутренним давлением. На величину интенсивности напряжений этот принцип не распространяется.

Напряжения от изгиба определялись экспериментальным путем, о чем говорилось выше. Напряжения от внутреннего давления p вычислялись по формулам теории толстостенной цилиндрической оболочки для наружной поверхности трубы [5]:

$$\sigma_{\theta p} = \frac{2pd^2}{D^2 - d^2}; \quad (17)$$

$$\sigma_{z p} = \frac{pd^2}{D^2 - d^2}; \quad (18)$$

$$\sigma_{r p} = 0; \quad (19)$$

$$\tau_p = 0, \quad (20)$$

где $\sigma_{\theta p}$, $\sigma_{z p}$, $\sigma_{r p}$, τ_p — кольцевые, продольные, радиальные и касательные напряжения, возникающие от действия внутреннего давления; D и d — наружный и внутренний диаметр трубы.

Согласно принципу независимости действия сил, верны следующие выражения:

$$\sigma_{\theta bp} = \sigma_{\theta b} + \sigma_{\theta p}; \quad (21)$$

$$\sigma_{z bp} = \sigma_{z b} + \sigma_{z p}, \quad (22)$$

где $\sigma_{\theta bp}$, $\sigma_{z bp}$ — кольцевые и продольные напряжения при комбинированном воздействии изгиба и внутреннего давления; $\sigma_{\theta b}$, $\sigma_{z b}$ — кольцевые и продольные напряжения при воздействии изгиба.

Вид формулы (6) для расчета интенсивности напряжений не изменяется при комбинированном действии изгиба и внутреннего давления.

Результаты

Результаты экспериментов на изгиб трубы представлены на рисунке 2 в виде графиков распределения (эпюр) кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений вдоль продольной координаты u для верхней, боковой и нижней образующих трубы, причем перемещение штока домкрата составляло $h = 8$ мм.

Результаты расчетно-экспериментального исследования при комбинированном воздействии на трубу изгибающей нагрузки и внутреннего дав-

ления предложены на рисунках 3 и 4, где тоже построены эпюры напряжений, при этом использовались формулы (17)–(22).

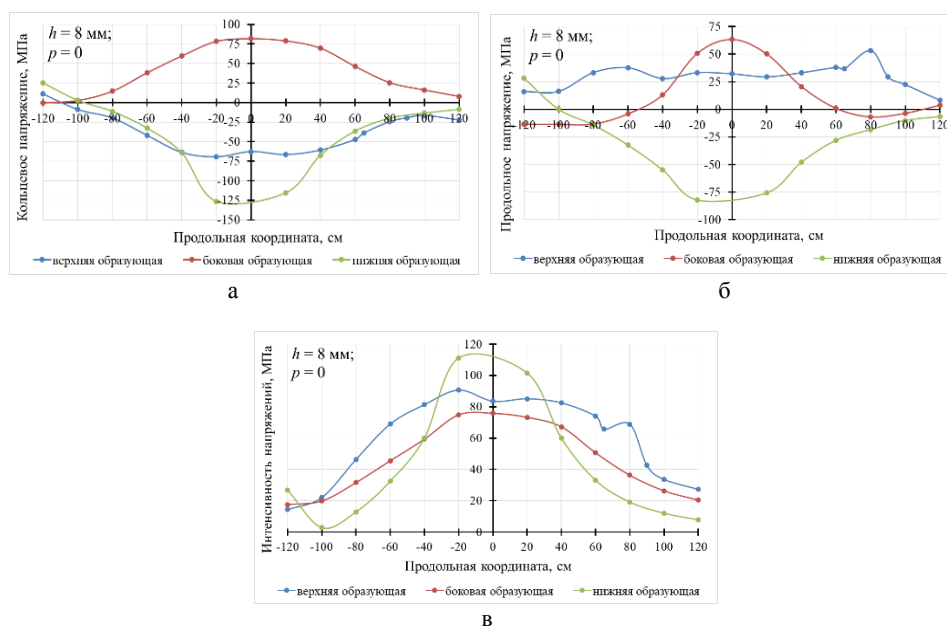


Рис. 2. Графики распределения параметров напряженного состояния трубы при воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм): а) кольцевого напряжения; б) продольного напряжения; в) интенсивности напряжений

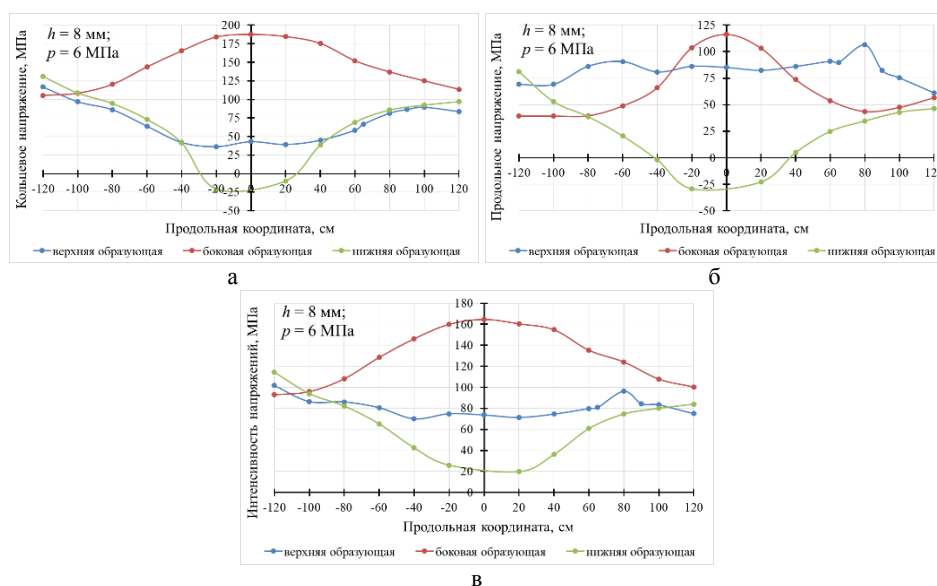


Рис. 3. Графики распределения параметров напряженного состояния трубы при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм) и внутреннего давления ($p = 6$ МПа): а) кольцевого напряжения; б) продольного напряжения; в) интенсивности напряжений

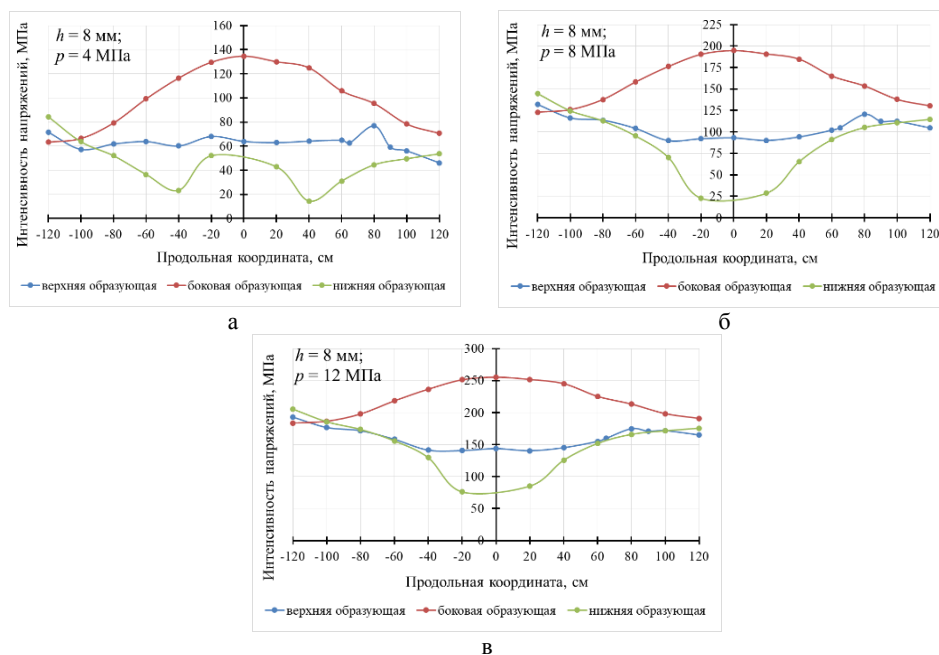


Рис. 4. Графики распределения интенсивности напряжений при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм) и внутреннего давления p : а) $p = 4$ МПа; б) $p = 8$ МПа; в) $p = 12$ МПа

Обсуждение

Из рисунка 2 а видно, что кольцевые напряжения на верхней и нижней образующих трубы при ее изгибе являются отрицательными величинами, кроме области возле левой опоры, конструкция которой не допускает перемещение трубы в любом направлении, поэтому левая опора является жесткой. Кольцевые напряжения на боковой образующей трубы положительные.

Рисунок 2 б говорит о том, что продольные напряжения на верхней образующей положительны, на нижней образующей отрицательны (кроме зоны возле левой жесткой опоры), на боковой образующей положительны в центральной части трубы и преимущественно отрицательны в левой и правой частях трубы.

Наибольшие значения интенсивности напряжений наблюдаются в центральной части трубы на нижней образующей: максимум интенсивности напряжений $\sigma_i = 111$ МПа расположен в точке с продольной координатой $u = -20$ см (см. рис. 2 в).

Аномалии графиков для верхней образующей трубы в зоне $u = +80$ см вызваны наличием вмятины. Поэтому были проведены дополнительные измерения в бездефектных зонах с координатами $u = +65$ и $+80$ см.

Графики на рисунках 3 а, б получены суммированием напряжений согласно принципу независимости действия сил. Так как кольцевые и продольные напряжения от внутреннего давления являются положительными величинами согласно формулам (17) и (18), результирующие графики напряжений на рисунках 3 а, б поднимаются вверх по сравнению с графиками на рисунках 2 а, б.

Из рисунка 3 в видно, что при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления наибольшая интенсивность напряжений наблюдается на боковой образующей трубы, кроме зоны вблизи жесткой левой опоры, где значительно влияние краевого эффекта. Максимальное значение интенсивности напряжений $\sigma_i = 165$ МПа находится в зоне с координатой $u = 0$ (в центре трубы). Внутреннее давление заметно уменьшает интенсивность напряжений на нижней образующей трубы в ее центральной части, но увеличивает интенсивность напряжений в левой и правой частях (ср. рис. 2 в и 3 в, линия «нижняя образующая»).

Графики на рисунке 4 показывают, что с увеличением внутреннего давления уровень напряжений в стенке трубы возрастает, но по-прежнему наиболее нагружена боковая образующая трубы в ее центральной части.

Резкое изменение качественной характеристики распределения интенсивности напряжений нижней образующей трубы при воздействии изгиба и изменении давления от 4 до 8 МПа (см. рис. 4 а, б, линия «нижняя образующая») вызвано тем, что кольцевые и продольные напряжения этой зоны трубы при изгибе — отрицательные величины (см. рис. 2 а, б, линия «нижняя образующая»), а при давлении — положительные, поэтому при добавлении нагрузки от давления к уже изогнутой трубе напряжения по модулю уменьшаются, и наблюдается уменьшение интенсивности напряжений в центральной части трубы, но при некотором значении давления суммарные напряжения переходят в область положительных значений, и происходит увеличение модуля напряжений, сопровождающееся ростом значений интенсивности напряжений.

По итогам проведенных расчетно-экспериментальных исследований определено, что при изгибе трубопровода в вертикальной плоскости и при одновременном действии внутреннего давления максимальные значения интенсивности напряжений возникают на боковой образующей, поэтому именно эта зона является опасной с точки зрения обеспечения работоспособного состояния магистрального трубопровода. На боковой образующей трубопровода следует учитывать значения действующих касательных напряжений, помимо значений кольцевых и продольных напряжений.

Области действия краевого эффекта вблизи мест крепления трубы и зоны действия сосредоточенной изгибающей нагрузки требуют отдельного исследования напряжений. Но поскольку протяженность этих областей невелика по сравнению с длиной трубы, то, согласно принципу Сен-Венана [12], их можно исключить из рассмотрения при анализе графиков на рисунках 2–4, описании характеристики напряженного состояния стенки трубы и формулировке общих выводов.

Максимальное значение интенсивности напряжений в проведенных исследованиях составляет $\sigma_{i \max} = 255$ МПа (см.рис. 4 в, линия «боковая образующая»), оно не превышает значение предела текучести трубной стали $\sigma_T = 327$ МПа, поэтому во всех рассмотренных случаях деформации стенки трубы являются упругими согласно критерию пластичности Губера — Мизеса — Генки.

Характер полученных графиков распределения напряжений вдоль оси трубы по большей части отличается от принятого в научной литературе. Это можно объяснить тем, что авторы представляют трубопровод, испы-

тывающий изгиб, в виде стержня при расчете внутренних силовых факторов и напряжений [21–23]. Однако, вероятно, точнее описывает испытывающий комплекс нагрузок трубопровод, как реальный объект, расчетная схема цилиндрической оболочки, а не стержня. В пользу этого утверждения говорит то, что напряженное состояние трубы при изгибе является плоским, что подтверждается экспериментально в данной статье и учитывается в оболочечных теориях, в то время как в теории изгиба стержня рассматривается линейное напряженное состояние и вычисляется только продольная составляющая напряжений. Также следует отметить существование математической модели тонкостенного стержня В. З. Власова [24], помимо стержневых и оболочечных моделей.

Практической ценностью результатов проведенных экспериментов для магистрального транспорта нефти и газа является определение наиболее нагруженных зон трубопровода, испытывающего нагрузку от изгиба в вертикальной плоскости и внутреннего давления, где в большей мере вероятен переход в предельное состояние (потеря несущей способности или разрушение), недопустимое при эксплуатации.

Выводы

- Разработан метод расчетно-экспериментального исследования в лабораторных условиях напряженного состояния трубы при воздействии на нее изгибающей нагрузки и при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления, включающий использование тензорезисторных датчиков деформации и соответствующей регистрирующей аппаратуры, применение обобщенного закона Гука в обратной форме для случая плоского напряженного состояния, теории толстостенной цилиндрической оболочки, принципа независимости действия сил, принципа Сен-Венана о возможности исключить из рассмотрения зоны влияния краевых эффектов, которые требуют дополнительных исследований напряженного состояния. Предложены формулы, полученные согласно деформационной теории пластичности, для расчета компонентов напряженного состояния при работе материала стенки трубы в упругопластической стадии.
- Используя разработанный метод, были получены распределения кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений вдоль верхней, боковой и нижней образующих трубы при изгибе и совместном действии изгиба и внутреннего давления. При изгибе максимум интенсивности напряжений наблюдается на нижней образующей трубы в ее центральной части, а при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления — на боковой образующей трубы в ее центральной части. В зонах максимальных значений интенсивности напряжений наиболее вероятен отказ или переход в предельное состояние (значительное деформирование с потерей несущей способности или разрушение) — см. выражения (7) и (8).

Благодарность

Автор выражает благодарность магистранту Секутову В. В. за участие в экспериментальной работе при подготовке статьи.

Библиографический список

1. Исламов, Р. Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Р. Р. Исламов, Р. В. Агиней, Е. В. Исупова. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 31–40.
2. Макаров, Г. И. Математические основы мониторинга напряженно-деформированного состояния стенки трубы магистрального нефтепровода / Г. И. Макаров. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2007. – № 1 (7). – С. 92–95.
3. Леонов, И. С. Совершенствование коэрцитиметрического метода для анализа напряженного состояния нефтегазопроводов : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Леонов Игорь Сергеевич ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2013. – 116 с. – Текст : непосредственный.
4. Игнатик, А. А. Экспериментальное и теоретическое исследование деформированного состояния дефектных зон трубопровода / А. А. Игнатик. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8, № 2. – С. 147–153.
5. Игнатик, А. А. Характеристика напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода под воздействием внутреннего давления, изгиба и кручения / А. А. Игнатик. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2020. – № 4 (799). – С. 102–107.
6. Kec, J. Stress-strain assessment of dents in wall of high pressure gas pipeline / J. Kec, I. Cerny – DOI 10.1016/j.prostr.2017.07.180. – Текст : непосредственный // Procedia Structural Integrity. – 2017. – Vol. 5. – P. 340–346.
7. Höhler, S. Assessment of HFI line pipe for Strain-Based Design via Full-Scale Testing / S. Höhler, H. Brauer. – Текст : электронный. – URL: https://www.mannesmann-linepipe.com/fileadmin/footage/MEDIA/gesellschaften/smlp/Documents/Assessment_of_HFI_line_pipe_for_Strain-Based_Design_via_Full-Scale_Testing.pdf (дата обращения: 17.01.2021).
8. Исламов, Р. Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Исламов Рустэм Рильевич ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2018. – 168 с. – Текст : непосредственный.
9. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального трубопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации / Ф. А. Егоров, А. П. Неугодинов, И. И. Велиюлин [и др.] – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 26–29.
10. Патент № 2334162 Российская Федерация, МПК F17D 5/00. Аппаратура для измерения линейных деформаций магистрального трубопровода : № 2007102912/06 : заявл. 26.01.2007 : опубл. 20.09.2008 / Власов С. В., Васин О. Е., Губанок И. И. [и др.] : патентообладатель ООО «Газпромэнергодиагностика». – 7 с. – Текст : непосредственный.
11. Young, W. C. Roark's Formulas for Stress and Strain / W. C. Young, R. G. Budynas. – 7th edition. – McGraw-Hill, 2002. – 854 p. – Текст : непосредственный.
12. Феодосьев, В. И. Сопротивление материалов : учебник для студентов / В. И. Феодосьев. – 13-е издание, стереотип. – Москва : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. – 592 с. – Текст : непосредственный.
13. Неганов, Д. А. Основы детерминированных нормативных методов обоснования прочности трубопроводов / Д. А. Неганов. – DOI 10.28999/2541-9595-2018-8-6-608-617. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8, № 6. – С. 608–617.
14. Александров, А. В. Сопротивление материалов. Основы теории упругости и пластичности : учебник для вузов / А. В. Александров, В. Д. Потапов. – 2-е изд., испр. – Москва : Высшая школа, 2002. – 400 с. – Текст : непосредственный.

15. Безухов, Н. И. Основы теории упругости, пластичности, ползучести / Н. И. Безухов. – Москва : Высшая школа, 1968. – 512 с. – Текст : непосредственный.
16. Игнатик, А. А. Совершенствование методики оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла» : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Игнатик Анатолий Александрович ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2020. – 180 с. – Текст : непосредственный.
17. Кучерявый, В. И. Теория упругости : учебное пособие / В. И. Кучерявый ; Минобрнауки России, Ухтинский государственный технический университет. – Ухта : УГТУ, 2011. – 125 с. – Текст : непосредственный.
18. Скворцов, Ю. В. Конспект лекций по дисциплине теории пластичности и ползучести / Ю. В. Скворцов. – Самара : Самарский государственный аэрокосмический университет им. академика С. П. Королева, 2013. – 85 с. – Текст : непосредственный.
19. Соколовский, В. В. Теория пластичности / В. В. Соколовский. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1969. – 608 с. – Текст : непосредственный.
20. Мазур, И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – Москва : ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с. – Текст : непосредственный.
21. Определение и прогнозирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом грунтовых изменений в процессе эксплуатации / А. К. Гумеров, Р. М., Каримов, Р. М. Аскар, Х. Ш. Шамилов. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-4-372-378. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 4. – С. 372–378.
22. Зарипов, Р. М. Научные основы расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Зарипов Раиль Муталлапович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2005. – 346 с. – Текст : непосредственный.
23. Коробков, Г. Е. Моделирование осложненных условий эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Коробков Геннадий Евгеньевич ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2010. – 363 с. – Текст : непосредственный.
24. Власов, В. З. Тонкостенные упругие стержни / В. З. Власов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Физматгиз, 1959. – 568 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Islamov, R. R., Aginey, R. V., & Isupova, E. V. (2017). Analysis of ways and methods of monitoring the stressed state of underground oil and gas pipelines, working in complicated engineering-geological conditions. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (6), pp. 31-40. (In Russian).
2. Makarov, G. I. (2007). *Matematicheskie osnovy monitoringa napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya stenki truby magistral'nogo nefteprovoda*. Pipeline Transport: Theory and Practice, (1(7)), pp. 92-95. (In Russian).
3. Leonov, I. S. (2013). *Sovershenstvovanie koertsitimetricheskogo metoda dlya analiza napryazhennogo sostoyaniya neftegazoprovodov*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhita, 116 p. (In Russian).
4. Ignatik, A. A. (2018). Experimental and theoretical investigation of the strain state of the pipeline defective areas. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 8(2), pp. 147-153. (In Russian).
5. Ignatik, A. A. (2020). Stress-strain state characteristics of pipeline wall under the internal pressure, bending, and torsion. *Gas Industry*, (4(799)), pp. 102-107. (In Russian).
6. Kec, J., & Cerny, I. (2017). Stress-strain assessment of dents in wall of high pressure gas pipeline. *Procedia Structural Integrity*, 5, pp. 340-346. (In English). DOI: 10.1016/j.prostr.2017.07.180

7. Höhler, S., & Brauer, H. Assessment of HFI line pipe for Strain-Based Design via Full-Scale Testing. (In English). Available at: https://www.mannesmann-lineipe.com/fileadmin/footage/MEDIA/gesellschaften/smlp/Documents/Assessment_of_HFI_line_pipe_for_Strain-Based_Design_via_Full-Scale_Testing.pdf
8. Islamov, R. R. (2018). Sovershenstvovanie sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya protyazhennykh uchastkov magistral'nykh neftegazoprovodov primeneniem volokonno-opticheskikh sensorov deformatsii. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 168 p. (In Russian).
9. Egorov, F. A., Neugodnikov, A. P., Veliyulin, I. I., Zorin, A. E., & Vasil'ev, P. D. (2011). Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya trub magistral'nogo truboprovoda s pomoshch'yu volokonno-opticheskikh datchikov deformatsii. Oil and Gas Territory, (10), pp. 26-29. (In Russian).
10. Vlasov, S. V., Vasin, O. E., Gubanok, I. I., Dudov, A. N., Egurcov, S. A., Lanchakov, G. A., ... Stepanenko, A. I. Equipment for measurement of linear deformations of main pipeline. Pat. RF 2334162. No 2007102912/06. Applied: 26.01.2007. Published: 20.09.2008. 7 p. (In Russian).
11. Young, W. C., & Budynas, R. G. (2002). Roark's Formulas for Stress and Strain. 7th edition. McGraw-Hill, 854 p. (In English).
12. Feodos'ev, V. I. (2005). Soprotivlenie materialov. 13rd edition, reprint. Moscow, Bauman Moscow State Technical University Publ., 592 p. (In Russian).
13. Neganov, D. A. (2018). Basics of deterministic normative methods of pipeline strength substantiation. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 8(6), pp. 608-617. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-6-608-617
14. Aleksandrov, A. V., & Potapov, V. D. (2002). Soprotivlenie materialov. Osnovy teorii uprugosti i plastichnosti. 2nd edition, revised. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 400 p. (In Russian).
15. Bezuhov, N. I. (1968). Osnovy teorii uprugosti, plastichnosti, polzuchesti. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 512 p. (In Russian).
16. Ignatik, A. A. (2020). Sovershenstvovanie metodiki otsenki rabotosposobnosti magistral'nykh nefteprovodov s kombinirovannymi defektami tipa "vmyatina s poterey metalla". Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 180 p. (In Russian).
17. Kucheryavyy, V. I. (2011). Teoriya uprugosti. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 125 p. (In Russian).
18. Skvortsov, Yu. V. (2013). Konspekt lektsiy po distsipline teorii plastichnosti i polzuchesti. Samara, Samara University Publ., 85 p. (In Russian).
19. Sokolovskiy, V. V. (1969). Teoriya plastichnosti. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 608 p. (In Russian).
20. Mazur, I. I., & Ivantsov, O. M. (2004). Bezopasnost' truboprovodnykh system. Moscow, ITS "ELIMA" Publ., 1104 p. (In Russian).
21. Gumerov, A. K., Karimov, R. M., Askarov, R. M., & Shamilov, Kh. Sh. (2020). Determination and prediction of the stress-strain state of pipeline, taking into account soil changes during operation. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 10(4), pp. 372-378. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-4-372-378
22. Zaripov, R. M. (2005). Nauchnye osnovy rascheta napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov, prolozhennykh v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University, 346 p. (In Russian).
23. Korobkov, G. E. (2010). Modelirovanie oslozhnennykh usloviy ekspluatatsii magistral'nykh neftegazoprovodov. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University, 363 p. (In Russian).
24. Vlasov, V. Z. (1959). Tonkostennyye uprugie sterzhni. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Fizmatgiz Publ., 568 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Игнатик Анатолий Александрович, к. т. н., старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Information about the author

Anatoly A. Ignatik, Candidate of Engineering, Senior Lecturer at the Department of Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Ukhta State Technical University, e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru