

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКИМ ИЗГИБОМ

Попов Д.О.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время средний возраст магистральных газопроводов составляет 27-30 лет. Продолжительный срок эксплуатации магистральных трубопроводов нередко приводит к отклонению оси трубопровода от проектного положения. Данное явление происходит по причине воздействия внешней среды, изменения физических свойств грунта или сейсмической активности литосферных плит, вследствие чего возникают просадки грунта. Просадка грунта опасна тем, что вызывает значительные изгибы в трубопроводе, которые образуют упругие и упруго-пластические деформации. С течением времени, участков газопроводов с такими аномалиями становится все больше. Чтобы провести капитальный ремонт газотранспортным компаниям приходится вырезать дефектные секции и нести существенные финансовые потери. Поэтому решения по повышению эффективности эксплуатации газопроводов с упруго-пластическими изгибами для более точного определения остаточного ресурса таких участков являются актуальными.

Целью работы является разработка рекомендаций по диагностированию участков магистрального газопровода с упруго-пластическим изгибом для определения остаточного ресурса трубопровода.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить нормативно-техническую документацию по эксплуатации и обслуживанию магистральных газопроводов;
- рассмотреть классификацию дефектов труб и соединительных деталей трубопровода (далее СДТ);
- разработать рекомендации по повышению эффективности эксплуатации участков магистральных газопроводов с упруго-пластическими изгибами;
- разработать методику ранжирования участков магистрального газопровода с упруго-пластическими изгибами для оценки остаточного ресурса трубопровода.

Ключевые слова: упруго-пластический изгиб, магистральный газопровод, остаточный ресурс, ранжирование участков, дефекты трубопровода.

Упруго-пластическим изгибом газопровода согласно СТО Газпром 2-2.3-919-2015, пункт 3.49, [1] является участок газопровода с радиусом кривизны не менее $500D_n$, не содержащий отводов холодного гнутья, крутоизогнутых или сегментных отводов. Опасность данного вида изгиба заключается во вызванных напряжениях металла трубы, интенсивность которых превышает предел текучести металла. Особенно опасны растягивающие напряжения, которые могут привести к возникновению трещин.

Согласно документу Р Газпром «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», пункт 5.1, [2] дефекты труб и соединительных деталей трубопровода можно классифицировать по следующим категориям: поверхностные дефекты основного металла, внутренние дефекты основного металла, поверхностные дефекты заводских сварных швов, внутренние дефекты заводских сварных швов, дефекты геометрии заводских сварных швов, дефекты геометрии труб и СДТ. Данная классификация не относит упруго-пластический изгиб ни к одной категории дефектов. Но на основании того, что упруго-пластический изгиб образуется путем возникновения внешней нагрузки (просадка грунта, особенность рельефа) на газопровод, с изменением формы трубопровода, рекомендуем такого вида аномалии отнести к типу дефектов геометрии.

В данный момент внутритрубная диагностика газопровода происходит в 3 этапа. Первым этапом является очистка газопровода от отложений. Для этого по трубопроводу пропускают очистные скребки. Вторым этапом является профилометрия газопровода, на котором отслеживают изменения геометрии трубы. На третьем этапе производят дефектоскопию при помощи пропуска дефектоскопа продольного намагничивания и дефектоскопа поперечного намагничивания, либо комбинированных устройств. Но существующая методика не может определить с высокой точностью упруго-пластический изгиб. Для определения упруго-пластического изгиба рекомендуем оборудовать дефектоскоп гироскопом, что позволит в точности определять отклонения оси трубопровода от проектного положения, а также радиус изгиба трубопровода. За счет данных с гироскопа (угол отклонения от проектного положения) в дальнейшем сможем производить ранжирования степени опасности участков магистрального газопровода с упруго-пластическими изгибами и более точно рассчитать остаточный ресурс.

Для наглядной демонстрации опасных участков был произведен расчет в программной обеспечении SolidWorks для изгиба радиусом $1500D_n$ (рис.4). В качестве исследуемого участка был принят трубопровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 12 мм, маркой стали 09Г2С, внутренним давлением 6 МПа и категорией участка II.

Для доказательства опасности упруго-пластического изгиба магистрального газопровода было произведено исследование растягивающих и сжимающих напряжений, а так же их интенсивности, в зависимости от радиуса изгиба трубопровода. Расчет был выполнен по нормативному документу СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [3] по исходным данным представленным выше. Изгиб трубопровода принимался в диапазоне от $500D_n$ до $5000 D_n$. Согласно полученным данным, были построены графики (рис.1,2,3) ранжирования упруго-пластического изгиба трубопровода с рекомендациями по дальнейшей эксплуатации.

График зависимости интенсивности напряжений от радиуса изгиба (рис.3) показывает, что предел текучести стали 09Г2С (340 МПа) превышает при $950D_n$ и менее. Это говорит о переходе из упругой зоны деформации, в зону упруго-пластической деформации, в которой возникает повышенная вероятность образования дефектов. По этой причине участки данного газопровода, имеющих радиус изгиба менее $950D_n$, должны подлежать немедленному

ремонту. Так как металл на данных участках уже подвергался упруго-пластической деформации, что говорит об изменении кристаллической решетки стали, то должна назначена вырезка дефектного участка магистрального газопровода.

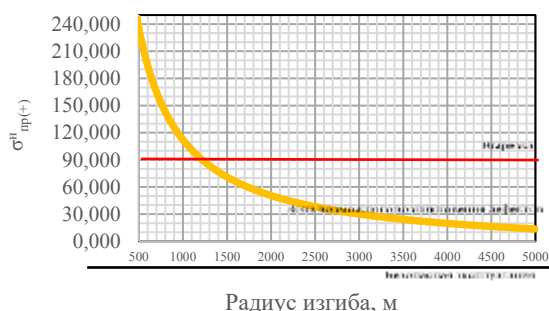


Рис. 1. График зависимости растягивающих напряжений ($\sigma_{пр(+)}^H$) от радиуса изгиба трубопровода

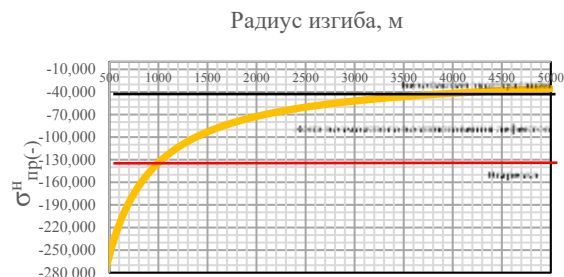


Рис. 2. График зависимости сжимающих напряжений ($\sigma_{пр(-)}^H$) от радиуса изгиба трубопровода

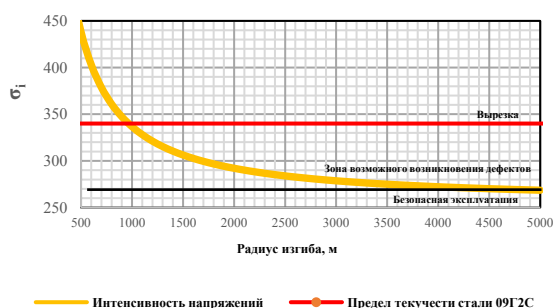


Рис. 3. График зависимости интенсивности напряжений (σ_i) от радиуса изгиба трубопровода

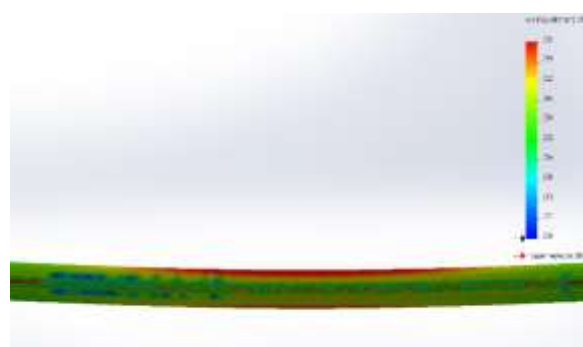


Рис. 4. Напряжение по Мизесу для участка газопровода с изгибом $1500D_n$

В диапазоне изгиба трубопровода от $950D_n$ до $4550D_n$ по графикам (рис. 1, 2, 3) видно, что превышения предела текучести металла не наблюдается, что указывает на упругую деформацию, но имеются повышенные продольные напряжения. Условие прочности для сжимающих продольных напряжений согласно пункту 8.26 СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [3] не выполняется, что указывает на возможность возникновения дефекта. Так же наличие растягивающих напряжений, приводит к возникновению ползучести металла. Данное явление проявляется через длительный срок эксплуатации магистрального трубопровода и имеет возможность привести к возникновению дефектов вида трещина. Так же при наличии коррозии и растягивающих напряжений, возможно происхождение коррозионного растрескивания. По этой причине следует отнести данный диапазон к зоне возможного возникновения дефектов и систематически производить проверку данных участков. При изгибе трубопровода более $4550D_n$ дальнейшая эксплуатация считается безопасной.

На основе выполненных расчетов мы смогли определить степени опасности участков магистрального газопровода с упруго-пластическим изгибом. Это позволит обеспечить более высокий показатель надежности и снизить количество аварий на магистральных газопроводах, преимущественно за счет устранения ранней причины возникновения трещин, расслоения металла и коррозионного растрескивания.

Литература

1. Газпром Р. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов // М.: ООО «Газпром экспо». – 2013.
2. СТО Газпром 2-2.3-919-2015 Основное и вспомогательное оборудование для внутритрубного диагностирования. Технические требования.
3. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
4. СТО Газпром 2-3.5-695-2013 Линейная часть магистральных газопроводов. Общие технические требования к проектной документации для капитального ремонта.
5. СТО Газпром 2-2.3-23-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.