

УДК 33

Экономические аспекты повышения устойчивости газопроводного транспорта: на примере ремонтов подводного перехода трубопровода

Сим Александр Денсуевич

Старший преподаватель,
Тихоокеанский государственный университет,
680035, Российская Федерация, Хабаровск, ул. Тихоокеанская, 136;
e-mail: simxander@mail.ru

Маскаленко Сергей Сергеевич

Магистр,
Тихоокеанский государственный университет,
680035, Российская Федерация, Хабаровск, ул. Тихоокеанская, 136;
e-mail: 2015102453@pnu.edu.ru

Publishing House "ANALITIKA RODIS" (analitikarodis@yandex.ru) <http://publishing-vak.ru/>

Аннотация

В данной статье представлены конструктивные особенности ремонтной герметизирующей камеры. Авторы отмечают, что газопроводный транспорт является одной из ведущих подотраслей газовой промышленности, в России создана и успешно функционирует Единая система газоснабжения. Однако опыт эксплуатации газопроводов свидетельствует о несовершенстве существующих подходов. Действующие нормы не учитывают в полной мере разнообразия условий эксплуатации трубопровода и сочетание различных факторов, влияющих на работу газопровода. Большинство восстановленных участков, бывших в непроектном положении, продолжают трансформироваться, что обуславливает увеличение изгибных напряжений в стенке трубы и приводит к потере как общей, так и местной устойчивости. На примере подводного перехода магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» через Амурский залив рассмотрены проблемы ремонта с использованием герметизирующей камеры на глубине 30 метров.

Для цитирования в научных исследованиях

Сим А.Д., Маскаленко С.С. Экономические аспекты повышения устойчивости газопроводного транспорта: на примере ремонтов подводного перехода трубопровода // Экономика: вчера, сегодня, завтра. 2019. Том 9. № 7А. С. 100-107.

Ключевые слова

Магистральный газопровод, трубопровод, труба, подводный переход, ремонт, анализ, кессон, герметизирующая ремонтная камера.

Введение

Одной из ведущих подотраслей газовой промышленности является газопроводный транспорт. Увеличение протяженности магистральных газопроводов, их разветвленность, значительное число взаимосвязанных объектов, включенных в газотранспортную систему, – все это позволяет говорить о том, что в России успешно функционирует Единая система газоснабжения (ЕСГ).

В настоящее время не существует силовых схем взаимодействия подводного газопровода с толщей воды, которые бы гарантировали устойчивость трубопровода в проектном положении на весь срок его эксплуатации. Действующие в настоящее время в России нормы предусматривают расчет линейной части трубопровода на основе традиционных методов строительной механики с использованием концепции коэффициентов запаса. Такие нормы не учитывают в полной мере разнообразия условий эксплуатации трубопровода и сочетание различных факторов, влияющих на работу газопровода.

Опыт эксплуатации газопроводов свидетельствует о несовершенстве существующих подходов. Большинство восстановленных участков, бывших в непроектном положении, продолжают трансформироваться, что обуславливает увеличение изгибных напряжений в стенке трубы и приводит к потере как общей, так и местной устойчивости [Шаммазов, Мугаллимов, Нефедова, 2000].

Конструктивные особенности ремонтной герметизирующей камеры

Одной из актуальных тем прокладки подводных газопроводов является ремонт линейной части.

При ремонте подводных участков трубопроводов могут использоваться ремонтные герметизирующие камеры наподобие ТУ 6010.100.003 производства завода «Ротор», создающие условия для ремонта дефектов теми же методами, что и на поверхности (рисунок 1).

Кессон относится к строительству и ремонту подводных газонефтепродуктопроводов на глубинах до 30 м. Применение кессона позволяет производить замену поврежденных участков трубопроводов, заварку сквозных и несквозных дефектов, выполнение других ремонтных работ, в том числе сварочных работ, в воздушной среде на подводных переходах магистральных трубопроводов. Кессон для ремонта подводных трубопроводов содержит камеру, включающую верхнюю и две нижние части, средство герметизации камеры на трубопроводе, в двух противоположных торцевых стенках верхней части камеры выполнены арочные вырезы в форме полуокружности, диаметр которых соответствует диаметру трубопровода, а верхняя часть выполнена с отверстием для подсоединения шахты [Zhao et al., 2015]. При этом каждая из нижних частей камеры шарнирно соединена по боковым сторонам с верхней частью камеры, а в противоположных торцевых стенках каждой из нижних частей камеры выполнены вырезы в форме четверти окружности для герметичной установки на трубопроводе при их смыкании. Камера снабжена механизмами поворота нижних частей камеры, установочной рамой, жестко закрепленной на верхней части камеры с размещенными на ней средствами установки камеры на трубопровод, а также устройствами фиксации камеры на грунте, закрепленными на торцевых стенках камеры. Для обеспечения механизированной установки кессона механизмы поворота нижних частей камеры выполнены в виде гидравлических цилиндров, размещенных на торцевых стенках камеры. Кроме того, средства установки камеры на трубопровод выполнены

в виде гидравлических захватов, размещенных по обе стороны от торцевых стенок камеры и связанных с гидравлическими цилиндрами, установленными по краям установочной рамы [Chan, 2015].

Конструкция камеры обеспечивает ее установку на трубопроводах диаметров от 219 до 1420 мм включительно. При этом конструкция позволяет устанавливать камеру на трубопроводы с отклонениями геометрических параметров труб относительно номинального.

При таком подходе используются опробованные и сертифицированные материалы и технологии, квалифицированные специалисты, не имеющие водолазной подготовки, стандартные приборы и средства контроля.

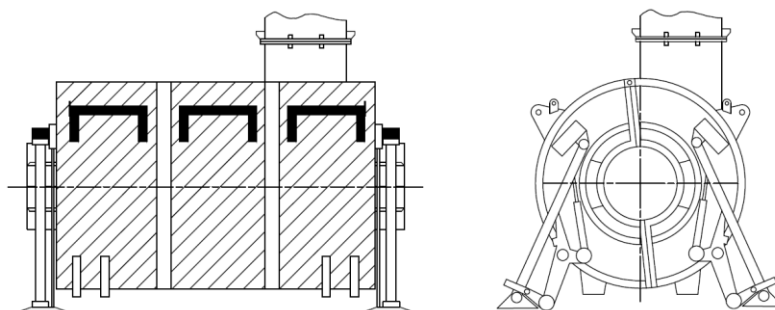


Рисунок 1 – Схема ремонтной герметизирующей камеры ТУ 6010.100.003

На примере подводного перехода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» через Амурский залив, имеющего глубину, достигающую 27 м, был проведен анализ напряженного состояния ремонтной камеры (кессона) в программном обеспечении ЛИРА-САПР 2013 (некоммерческая версия).

Воссоздав модель камеры, были приложены нагрузки от воды (рисунок 2). Толщина стенок – 7 мм, предел прочности стали – 250 МПа.

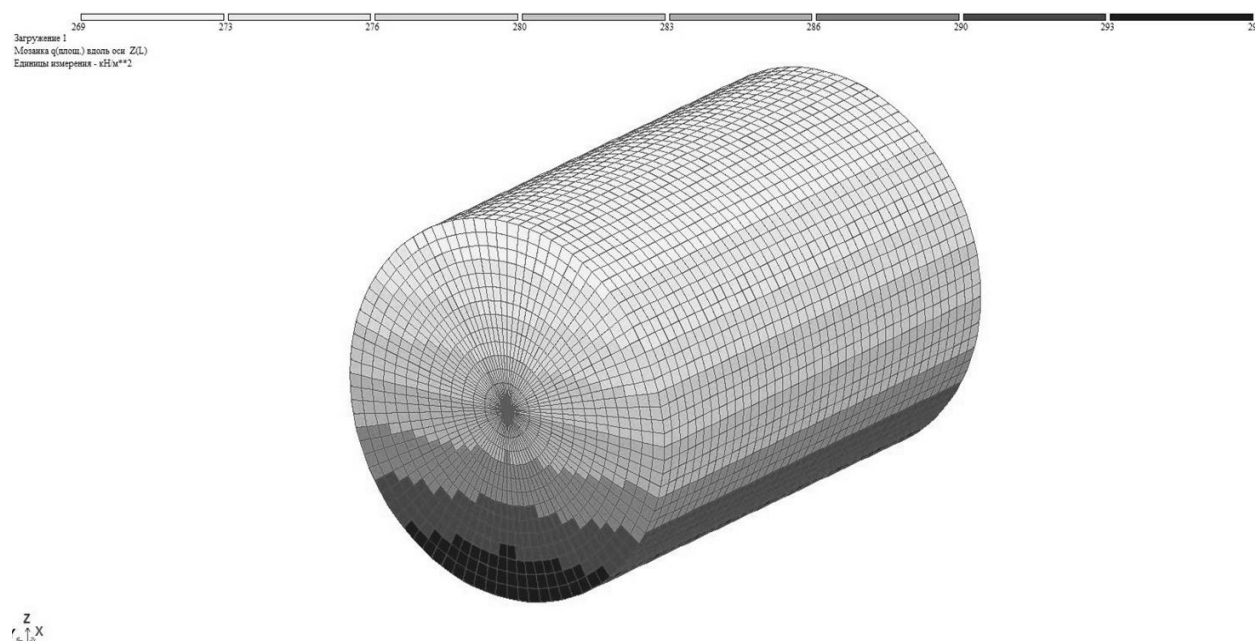


Рисунок 2 – Нагрузки на глубине 30 м

В результате проведения расчета получаем следующие значения напряжений (рисунок 3, 4, 5, 6, 7).

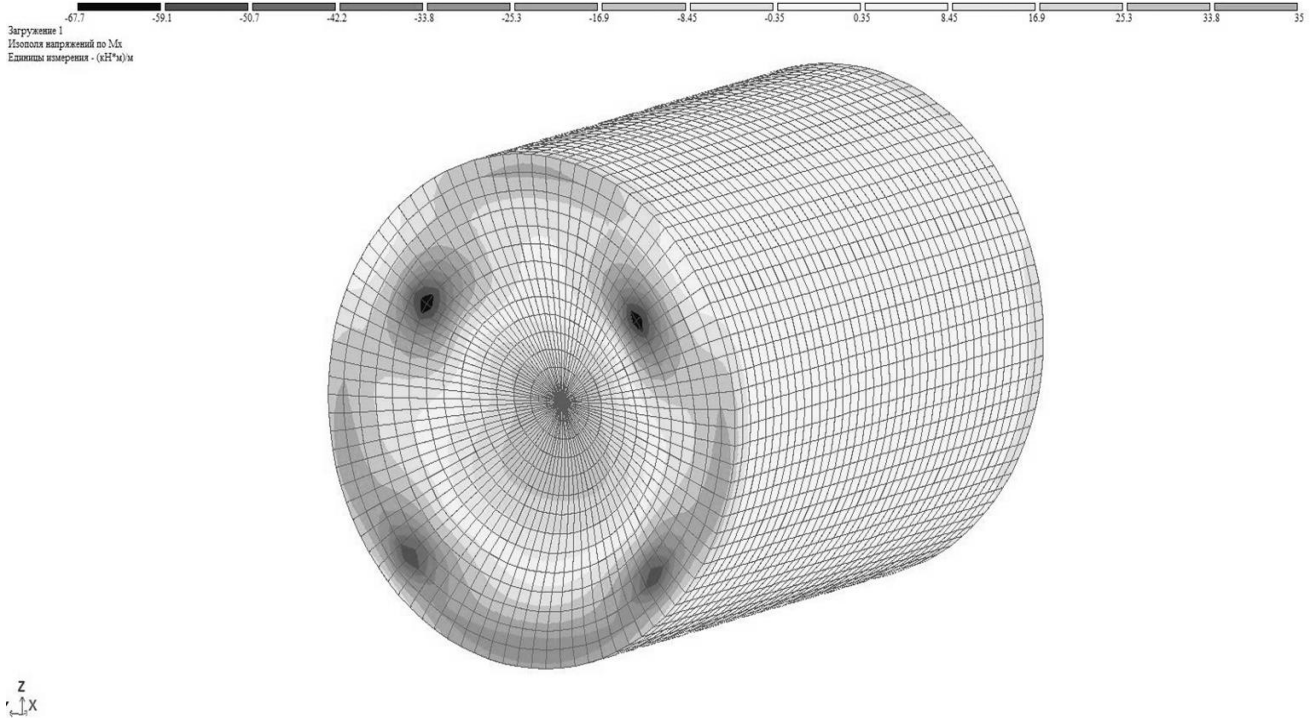


Рисунок 3 – Напряжения по M_x

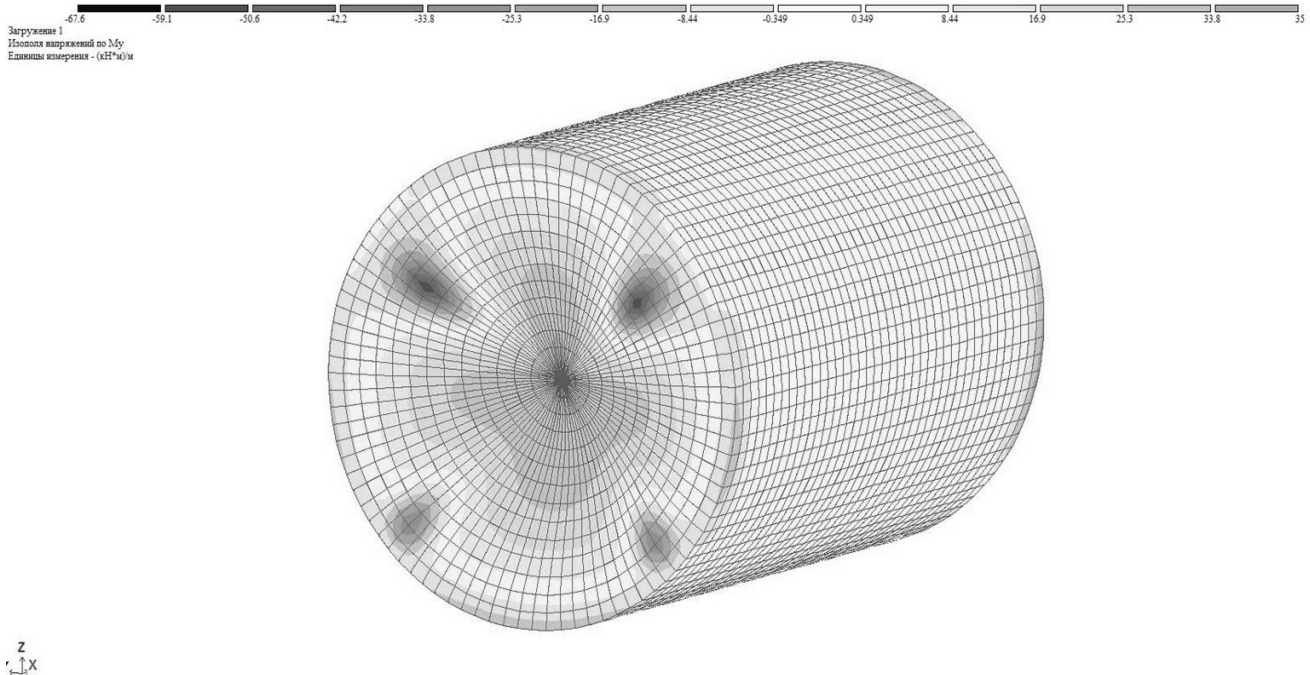
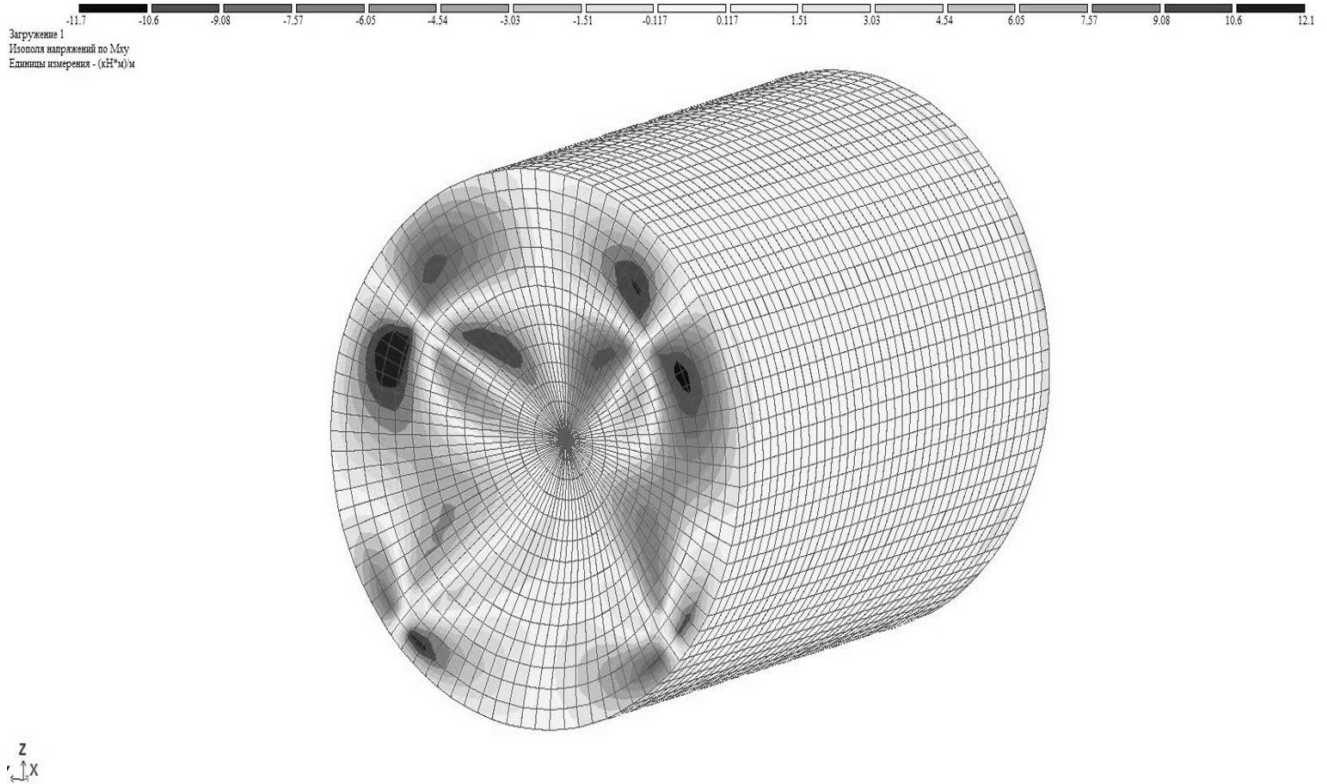
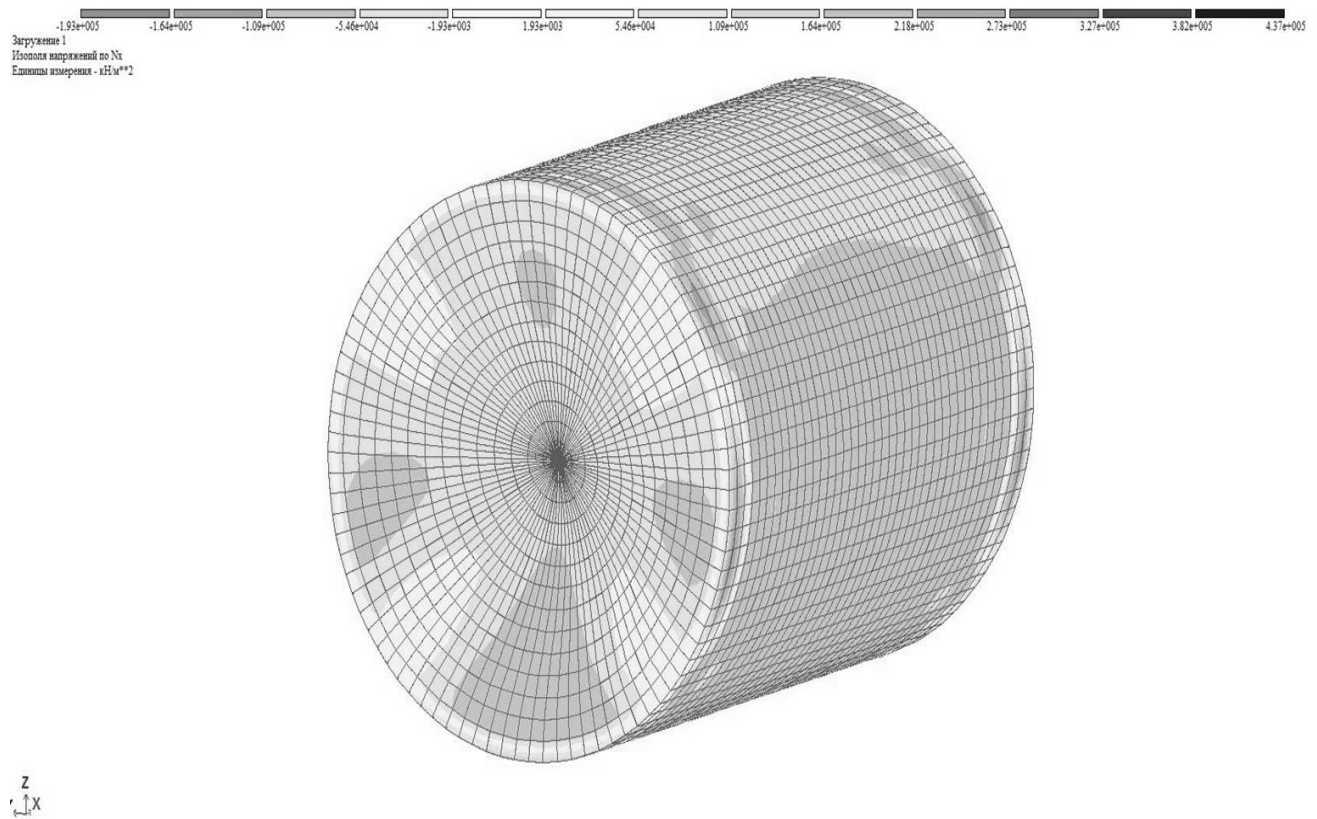


Рисунок 4 – Напряжения по M_y

Из представленных выше значений напряжений можно сделать вывод о том, что кессон с толщиной стенок 6 мм не выдерживает нагрузок воды на боковые стенки на глубине 30 м.

**Рисунок 5 – Напряжения по M_{xy}** **Рисунок 6 – Напряжения по N_x**

В связи с тем, что боковые стенки не выдерживают нагрузок от воды на глубине 30 м, выставляем ребра жесткости по боковым стенкам. Ребра жесткости выполнены из такого же металла, что и сама герметизирующая камера, и имеют размеры 300 мм в ширину и 1200 мм в длину.

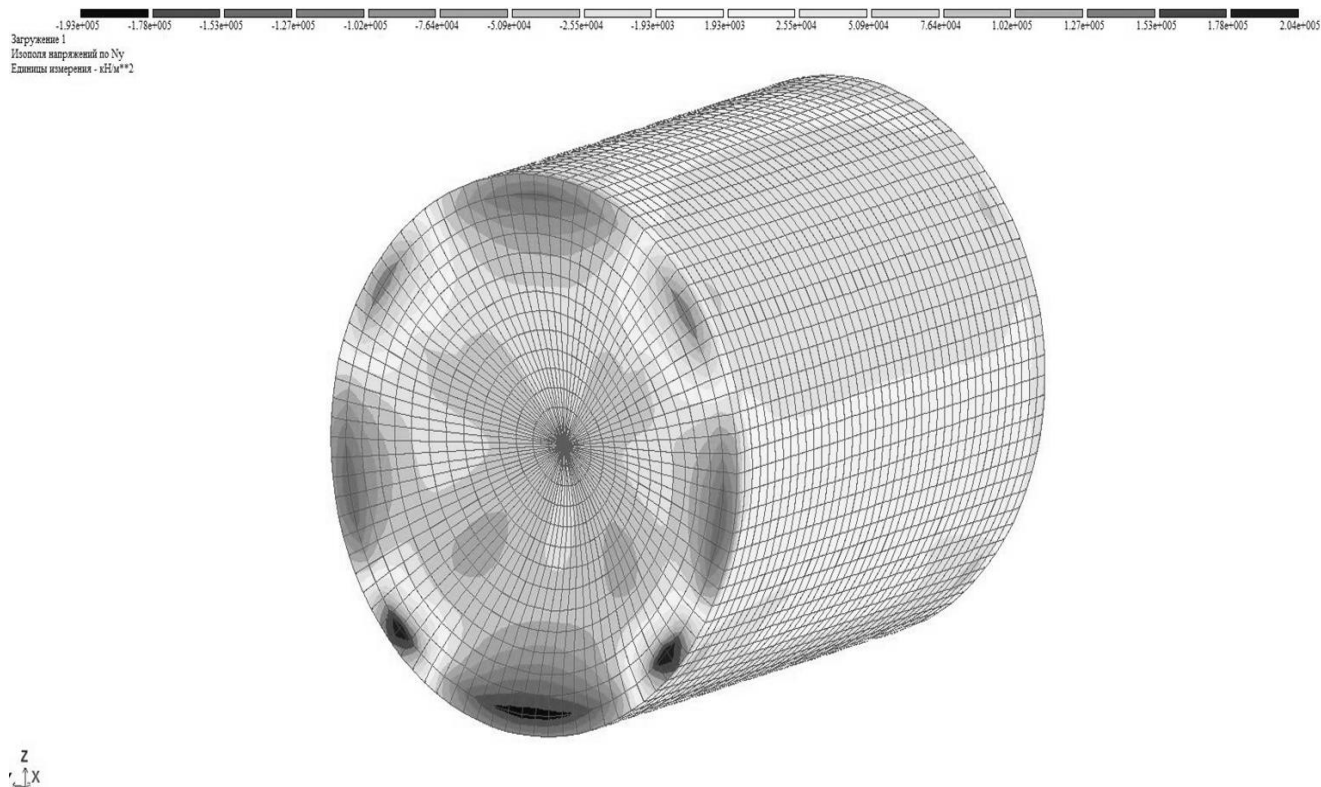


Рисунок 7 – Напряжения по N_y

Из рисунков можно сделать вывод о том, что подобраны оптимальные размеры для ребер жесткости и толщины стенки кессона. Условия прочности соблюдены, конструкция кессона экономически целесообразна.

Заключение

Таким образом, газопроводный транспорт является одной из ведущих подотраслей газовой промышленности. В России в настоящее время успешно функционирует Единая система газоснабжения. Однако сегодня не существует силовых схем взаимодействия подводного газопровода с толщей воды, которые бы гарантировали устойчивость трубопровода в проектном положении на весь срок его эксплуатации. Опыт эксплуатации газопроводов свидетельствует о несовершенстве существующих подходов. Большинство восстановленных участков, бывших в непроектном положении, продолжают трансформироваться, что обуславливает увеличение изгибных напряжений в стенке трубы и приводит к потере как общей, так и местной устойчивости. В статье на примере подводного перехода магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» через Амурский залив был проведен анализ напряжений стенок кессона на глубине 30 метров. Наглядно представлены значения напряжений, полученные в результате проведения расчета.

Библиография

1. РД 153-39.4-067-00. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. М.: АК «Транснефть», ЦТД «Диаскан», ОАО «Верхневолжск-нефтепровод», ОАО «Приволжск-нефтепровод», 2001. 47 с.
2. РД 153-39.4Р-117-02. Технология и проектирование выборочного ремонта подводных трубопроводов. М.: Проектный институт «ПИРС», АК «Транснефть», 2002. 113 с.
3. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М, Нефедова Н.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 237 с.
4. Bai Y., Bai Q. Subsea pipeline integrity and risk management. Gulf Professional Publishing, 2014.
5. Bai Y., Bai Q. (ed.) Subsea pipelines and risers. Elsevier, 2005.
6. Bai Y., Bai Q. Safety of Risers, Pipelines, and Subsea Facilities // Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering. 2017. P. 1-14.
7. Chan P. H. et al. Burst strength of carbon fibre reinforced polyethylene strip pipeline repair system – a numerical and experimental approach // Journal of Composite Materials. 2015. Vol. 49. No. 6. P. 749-756.
8. Hasan S. et al. Corrosion risk-based subsea pipeline design // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2018. Vol. 159. P. 1-14.
9. Li X. et al. Risk-based operation safety analysis during maintenance activities of subsea pipelines // Process Safety and Environmental Protection. 2019. Vol. 122. P. 247-262.
10. Zhao B. et al. Design of Subsea Oil and Gas Pipeline Repair Clamp // ASME 2015 Pressure Vessels and Piping Conference. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2015.

Economic aspects of promoting sustainability of gas pipeline transport: the example of submerged crossing repair

Aleksandr D. Sim

Senior Lecturer,
Pacific State University,
680035, 136, Tikhookeanskaya st., Khabarovsk, Russian Federation;
e-mail: simxander@mail.ru

Sergii S. Maskalenko

Master Student,
Pacific State University,
680035, 136, Tikhookeanskaya st., Khabarovsk, Russian Federation;
e-mail: 2015102453@pnu.edu.ru

Abstract

This article presents the design features of the repair sealing chamber. The authors note that gas transportation is one of the leading sub-sectors of the gas industry. The increase in the length of main gas pipelines, their branching, a significant number of interconnected objects included in the gas transportation system – all this suggests that the Unified Gas Supply System is successfully operating in Russia. However, experience in operating gas pipelines indicates the imperfection of existing approaches. Most of the restored sections, which were in an unprojected position, continue to transform, which leads to an increase in bending stresses in the pipe wall and leads to a loss of both general and local stability. The authors consider the problems of repair using a sealing chamber at a depth of 30 meters. Using the example of the underwater crossing of the Sakhalin –

Khabarovsk – Vladivostok gas pipeline through the Amur Bay, the authors analyze the wall stresses of caisson at a depth of 30 meters. The stress values obtained as a result of the calculation are presented. It is concluded that the optimal sizes for the stiffeners and the wall thickness of caisson are selected, strength conditions are met, and design of the caisson is economically feasible.

For citation

Sim A.D., Maskalenko S.S. (2019) Ekonomicheskie aspekty povysheniya ustoichivosti gazoprovodnogo transporta: na primere remontov podvodnogo perekhoda truboprovoda [Economic aspects of promoting sustainability of gas pipeline transport: the example of submerged crossing repair]. *Ekonomika: vchera, segodnya, zavtra* [Economics: Yesterday, Today and Tomorrow], 9 (7A), pp. 100-107.

Keywords

Main gas pipeline, pipeline, pipe, underwater passage, repair, analysis, caisson, sealing repair chamber.

References

1. Bai Y., Bai Q. (eds.) (2005) *Subsea pipelines and risers*. Elsevier.
2. Bai Y., Bai Q. (2017) Safety of Risers, Pipelines, and Subsea Facilities. *Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering*, pp. 1-14.
3. Bai Y., Bai Q. (2014) *Subsea pipeline integrity and risk management*. Gulf Professional Publishing.
4. Chan P. H. et al. (2015) Burst strength of carbon fibre reinforced polyethylene strip pipeline repair system – a numerical and experimental approach. *Journal of Composite Materials*, 49 (6), pp. 749-756.
5. Hasan S. et al. (2018) Corrosion risk-based subsea pipeline design. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 159, pp. 1-14.
6. Li X. et al. (2019) Risk-based operation safety analysis during maintenance activities of subsea pipelines. *Process Safety and Environmental Protection*, 122, pp. 247-262.
7. RD 153-39.4-067-00. *Metody remonta defektnykh uchastkov deistvuyushchikh magistral'nykh nefteprovodov [RD 153-39.4-067-00. Approaches to Repair of Defective Areas of Operated Oil Trunk Pipelines]* (2001). Moscow: AK "Transneft", TsTD "Diaskan", OAO "Verkhnevolzhsk-nefteprovod", OAO "Privolzhsk-nefteprovod" Publ.
8. RD 153-39.4R-117-02. *Tekhnologiya i proektirovanie vyborochnogo re-monta podvodnykh truboprovodov [RD 153-39.4P-117-02. Technology and design of selective re-installation of underwater pipelines]* (2002). Moscow: Proektnyi institut "PIRS", AK "Transneft" Publ.
9. Shammazov A.M., Mugallimov F.M, Nefedova N.F. (2000) *Podvodnye perekho-dy magistral'nykh nefteprovodov* [Main Oil-Pipelines Underwater Crossings]. Moscow: OOO "Nedra-Biznestsentr" Publ.
10. Zhao B. et al. (2015) Design of Subsea Oil and Gas Pipeline Repair Clamp. *ASME 2015 Pressure Vessels and Piping Conference*. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection.