

УДК 622.242.422 622.276.04 622.279.04

DOI: 10.46548/21vek-2021-1054-0044

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РЕУРСА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

© 2021

Староконь Иван Викторович, кандидат технических наук, заведующий кафедрой
"Автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности"

*Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
(119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, e-mail: starokon79@mail.ru)*

Шалатов Александр Владимирович, начальник Управления

*ПАО «Газпром»
(117997, Москва, ГСП-7, ул. Наметкина, 16, e-mail: Shalatonov1983@mail.ru)*

Фомин Роман Сергеевич, магистрант кафедры

"Автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности"
*Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
(119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, e-mail: frs96@yandex.ru)*

Аннотация. В настоящее время на морских и сухопутных месторождениях активно ведется добыча нефтегазовых ресурсов с последующей их транспортировкой и переработкой, что потребовало от нашей страны создания развитого комплекса объектов, обеспечивающих комплексное решение производственных задач. Согласно Федеральному закону №116 "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" объекты, обеспечивающие добычу, транспортировку и переработку нефтегазовых ресурсов, классифицируются в качестве опасных производственных объектов, аварии на которых сопровождаются значительным ущербом, а в наихудшем сценарии могут повлечь за собой человеческие жертвы как среди обслуживающего персонала, так и среди населения, находящегося поблизости от места аварии. Для предотвращения аварий на этих объектах проводится экспертиза промышленной безопасности, в ходе которой определяется их ресурс. Точный расчет ресурса позволит своевременно определить тот момент, когда состояние конструкции будет предельным, и будут отсутствовать условия для ее дальнейшей безопасной эксплуатации. Цель исследования заключается в совершенствовании для объектов нефтегазового комплекса методик практического расчета оценки ресурса опасных производственных объектов за счет систематизации существующих подходов и методик оценки ресурса. В настоящей статье внимание будет сфокусировано на различных методах оценки ресурса и проведению сравнительного анализа оценок, полученных по каждому методу. В качестве объектов исследования в настоящей статье выбраны морские стационарные платформы и магистральные трубопроводы.

Ключевые слова: магистральные, трубопроводы, морские, стационарные, платформы, ресурс, нефть, газа, опасные производственные объекты.

METHODS FOR ASSESSING THE RESOURCE OF OBJECTS OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

© 2021

Starokon Ivan Viktorovich, candidate of technical sciences, head of the Department
of Automation of Designing of Oil and Gas Industry Structures
*Russian State University of Oil and Gas (national research university) named after I.M. Gubkin
(119991, Moscow, Leninsky Prospekt, building 65, building 1, e-mail: starokon79@mail.ru)*

Shalatonov Alexander Vladimirovich, head of Department

*PJSC Gazprom
(GSP-7, 117997, Moscow, st. Nametkina, 16, e-mail: Shalatonov1983@mail.ru)*

Fomin Roman Sergeevich, master's student of the Department of

Automation of Designing of Oil and Gas Industry Structures
*Russian State University of Oil and Gas (national research university) named after I.M. Gubkin
(119991, Moscow, Leninsky Prospekt, building 65, building 1, e-mail: frs96@yandex.ru)*

Abstract. At present, oil and gas resources are being actively extracted at offshore and onshore fields with their subsequent transportation and processing, which required our country to create a developed complex of facilities that provide a comprehensive solution to production problems. According to Federal Law No. 116 "On Industrial Safety of Hazardous Production Facilities", facilities providing production, transportation and processing of oil and gas resources are classified as hazardous production facilities, accidents at which are accompanied by significant damage, and in the worst-case scenario they can lead to human casualties. maintenance personnel and among the population in the vicinity of the accident site. To prevent accidents at these facilities, an industrial safety examination is carried out, during which their resource is determined. An accurate calculation of the resource will make it possible to timely determine the moment when the state of the structure will be limiting, and there will be no conditions for its further safe operation. The purpose

of the study is to improve the methods for the practical calculation of the resource assessment of hazardous production facilities for oil and gas facilities by systematizing the existing approaches and methods of resource assessment. In this article, attention will be focused on the various methods of resource estimation and the comparative analysis of the estimates obtained for each method. Offshore fixed platforms and trunk pipelines are selected as objects of research in this article.

Keywords: trunk, pipelines, offshore, stationary, platforms, resource, oil, gas, hazardous production facilities.

Введение. Российская Федерация обладает развитым комплексом добычи, транспортировки и переработки нефтегазовых ресурсов. К этому комплексу относятся как объекты добычи, например, морские платформы, так и объекты транспортировки, в том числе системы магистрального трубопроводного транспорта. Следует отметить, что объекты нефтегазового комплекса России в соответствии с 116 ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] классифицируются как опасные производственные объекты (ОПО) [2]. В случае аварийных ситуаций на подобных объектах существуют значительные риски гибели человеческого персонала. При аварии также наносится значительный ущерб окружающей среде, а ликвидация последствий аварии ведет к большим финансовым потерям. В этой связи решение вопросов предотвращения аварий на объектах нефтегазового комплекса России является важной и актуальной задачей. Одним из методов предотвращения аварий является точная оценка ресурса рассматриваемых объектов. В настоящей статье внимание будет сфокусировано на различных методах оценки ресурса и проведению сравнительного анализа оценок, полученных по каждому методу. В качестве объектов исследования в настоящей статье выбраны морские стационарные платформы и магистральные трубопроводы.

Морской сектор Российской Федерации располагает внушительными запасами нефти и газа. Добыча на этих территориях ведется в большинстве случаев с помощью морских стационарных платформ (МСП), большая часть из которых были установлены ещё во времена Советского Союза и находятся в эксплуатации по сегодняшний день. При расчетах морских нефтегазовых сооружений необходимо учитывать внешние факторы и условия, в которых находятся данный тип сооружений. Это могут быть разного рода нагрузки и воздействия окружающей среды, которые приводят к ускоренному истощению ресурса платформ.

Большое количество существующих методик по анализу аварийности морских нефтегазовых сооружений не позволяет в полной мере исключить аварии на этих объектах. Одним из эффективных методов предотвращения аварийной ситуации и повышения надежности эксплуатации морских платформ является вычисление того момента, когда состояние этих объектов станет предельно допустимым для дальнейшей их деятельности. Данный метод называется методом оценки ресурса. Применение этого метода к оценке ресурса элементов и сварных соединений морских платформ позволит своевременно прогнозировать момент достижения ими предельных состояний и пре-

дотвратить возникновение аварийной ситуации.

Не менее важным объектом нефтегазового комплекса являются магистральные трубопроводы (МТ), которые также относятся к объектам повышенной опасности. Данный тип сооружений является важнейшим звеном в цепи добычи-переработки углеводородных ресурсов, и относится к стратегическим объектам нефтегазовой отрасли. Своевременная и бесперебойная поставка углеводородов является основной функцией МТ, делая данный вид транспортировки наиболее рентабельным и безопасным в мире. К настоящему моменту Российская Федерация располагает крупнейшей сетью магистральных трубопроводов, протяженностью более 250 тысяч километров, которая снабжает углеводородами не только себя, но и внешних потребителей из стран Европы и Азии.

Большая часть систем магистрального трубопроводного транспорта расположена под землей и поэтому подвержена повышенному коррозионному воздействию, нагрузкам со стороны грунтов и другим неблагоприятным воздействиям. Например, коррозионный износ металла уменьшает толщину стенки трубы, что снижает прочностные характеристики трубопровода и может привести к авариям на МТ. При этом чередования циклов запуска и остановки эксплуатирующихся трубопроводов приводит к возникновению в них переменных напряжений, что приводит к уменьшению сроков их безопасной эксплуатации, снижая ресурс.

В настоящее время различными авторами подчеркивается необходимость применения методов оценки ресурса для объектов нефтегазового комплекса [5-7]. Большой вклад в развитие методик оценки ресурса и обеспечение комплексной объектов нефтегазового комплекса внесли отечественные ученые академик Н.А. Махутов [8-10] и В.В. Харионовский [11-13]. Согласно данным приведенным авторами данных научных исследований, применение методов оценки ресурса для объектов нефтегазового комплекса позволит с высокой эффективностью уменьшить риск возникновения аварийных ситуаций на этих объектах, тем самым предотвратив значительные экологические и материальные потери, а также позволив избежать человеческих жертв. Однако, далеко не все существующие методы оценки ресурса, разработанные в различных отраслях промышленности, могут быть легко применены для объектов нефтегазового комплекса. И только последовательное изучение эффективности каждого из этих методов, включая опытно-промышленную эксплуатацию, позволит оценить эффективность применения каждого из них.

Цель исследования заключается в совершенство-

вании для морских стационарных платформ и подводных нефтегазопроводов, которые классифицируются опасные производственные объекты нефтегазового комплекса, методик практического расчета и оценки ресурса за счет систематизации существующих подходов и методик оценки ресурса, с обоснованием срока эксплуатации и выявлением интенсивности износа указанных выше объектов.

Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна находиться на максимально высоком уровне, чтобы позволить обеспечить надежное и бесперебойное снабжения углеводородным сырьем и минимизации риска аварий МТ. Как уже говорилось выше, одним из методов обеспечения надежной эксплуатации систем магистрального трубопроводного транспорта, как и для любого другого опасного производственного объекта, является точная оценка их ресурса. Рассмотрим метод оценки ресурса магистрального газопровода на практическом примере. Основные данные для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для определения ресурса магистрального трубопровода

Параметр	Значение
Наружный диаметр стальной трубы-	1020 мм
Толщина стенки	18,4 мм
Овальность трубы	1,5%
Расчетное давление, p_r	5,5 МПа
Обозначение стали	17Г1С1
Плотность стали	7850 кг/м ³
Коэффициент поперечной деформации, ν	0,3
Коэффициент линейного расширения, α	$1,3 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
Минимальный предел текучести	343 МПа
Предел прочности	630 МПа
Модуль упругости	200000 МПа

Расчетный срок T_n рассчитывается согласно рекомендациям [14-16] и состоит из 4 этапов:

Для определения расчетного срока службы изначально рассчитываются кольцевые напряжения $\sigma_{\kappa\kappa}$ по формуле:

$$\sigma_{\kappa\kappa} = p_r * \frac{D_n - 2 * \delta}{2 * \delta} \quad (1)$$

Где p_r – рабочее или проектное давление, МПа; D_n – наружный диаметр газопровода, мм; δ – толщина стенки трубы, мм.

После подстановки данных из таблицы 1 получаем следующие значения кольцевых напряжений $\sigma_{\kappa\kappa}$ равное 147 МПа

Интенсивность напряжений в стенке трубы σ_i , МПа, в соответствии [2] по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\kappa\kappa}^2 - (\mu * \sigma_{\kappa\kappa} - E * \alpha * \Delta t) + (\mu * \sigma_{\kappa\kappa} - E * \alpha * \Delta t)^2} \quad (2)$$

где $\sigma_{\kappa\kappa}$ – кольцевые напряжения, МПа; E – модуль упругости материала трубы, МПа; α – коэффициент линейного(температурного) расширения материала трубопровода, $1/^\circ\text{C}$; μ – безразмерный коэффициент, определяемый по рекомендации [14], для подземной прокладки линейных участков $\mu=0,3$; Δt – температурный перепад, определяемый разностью температур эксплуатации газопровода и температурой при укладке, $^\circ\text{C}$ температура при укладке составляет -10°C , а температура эксплуатации 40°C , $\Delta t=50$.

При подстановке значений в формулу (2) получим

значение интенсивности напряжений в стенке трубы равное 204 МПа.

Эквивалентные напряжения находят по формуле:

$$\sigma_3 = \frac{\left(c_1 + \frac{c_2 * N_0^{m_y} * \sigma_i}{\sqrt{1 - \mu + \mu^2}} \right)^{\frac{1}{m_y}}}{c_3 + c_4 * \left(\frac{D_n}{\delta} \right)^{\frac{1}{m_y}}} \quad (3)$$

где N_0 – количество отнулевых циклов переменного нагружения газопровода, принятые по рекомендациям [2] принимается $N_0=7$; m_y – коэффициент кривой усталости, принимаемый равным 3, μ, c_1, c_2, c_3, c_4 – коэффициенты, принимаемые по рекомендациям [15, 16] принимаются, $c_1=1,181 \cdot 10^8$; $c_2=1,235 \cdot 10^5$; $c_3=0,935$; $c_4=0,0187$.

Проведя расчеты по формуле (3), получим значение эквивалентного напряжения от нулевого цикла, равное 550 МПа.

Тогда срок службы на этапе проектирования может быть получен по формуле:

$$T_{cc}^n = \frac{1}{k_y * d} \quad (4)$$

где k_y – коэффициент запаса, который включает в себя ряд таких факторов, связанных с влиянием агрессивной среды, остаточных напряжений и другие, равный 15; d – усталостная поврежденность газопровода за один год его эксплуатации, которая рассчитана по формуле:

$$d = \frac{\sigma_3^{m_y}}{10^b} \quad (5)$$

где m_y и b параметры, значения которых равны 3 и 11,4, описывающие расчетную кривую усталости.

Значение усталостной поврежденности d газопровода за год эксплуатации после расчетов составило 0,00066. Тогда срок службы, определяемый на этапе проектирования по формуле (4) T_{cc}^n составит 101 год.

Большой практический интерес представляют собой методики, позволяющие определять остаточный ресурс магистральных трубопроводов. Так, например, в работе [17] содержатся рекомендации по расчету ресурса трубопровода с учетом влияния наработки и множественных повреждений. После наработки в 30 лет необходимо посчитать остаточный ресурс трубопровода на этапе эксплуатации по формуле:

$$T_{cc}^3 = \frac{T_{cc}^n}{\kappa_d} = \frac{T_{cc}^n}{1,34 - (1 - p_{TC}^{0,06}) * \left(2 - \left(\frac{T_n}{T_{cc}^n} \right)^{-0,1} \right)} \quad (6)$$

Где T_{cc}^n – проектный срок службы МТ, равный 101 году; p_{TC} – показатель технического состояния рассчитываемый по [17], который составляет 0,08 для МТ, прослужившим более 30 лет; T_n – наработка газопровода, 30 лет; κ_d – коэффициент снижения срока службы газопровода, определяемый по рисунку 1 [17].

Подставив все значения, определили остаточный ресурс, который оказался равен 83 годам.

Немаловажное практическое значение имеет ме-

тод расчета остаточного ресурса магистрального трубопровода по энергетическим параметрам [18]. Ресурс участка трубопровода определяется в зависимости от энергетических характеристик, а именно за счет учета снижения ударной вязкости и изменений в структуре основного конструкционного материала.

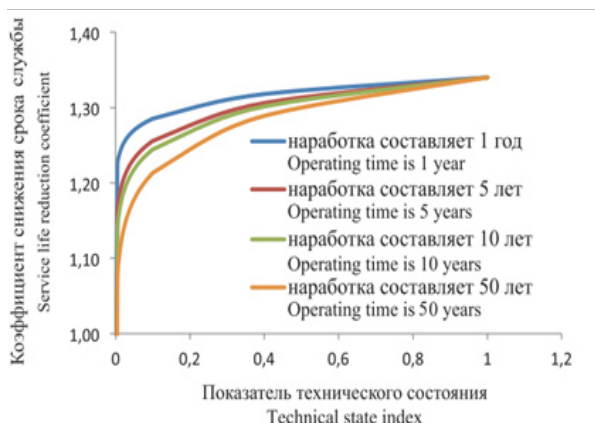


Рисунок 1 – Изменение в зависимости от наработки и показателя технического состояния газопровода

В качестве характеристики повреждений основного металла магистральных трубопроводов, выполненных из конкретной группы сталей принимается экспериментально-теоретический параметр $\Pi_{(r)}$, определяемый в соответствии с продолжительностью эксплуатации, определяемый по упрощенной формуле:

$$\tau_{кр} = 10^3 * \frac{\Pi_{(r)}}{K_0} \quad (7)$$

где K_0 – расчетный коэффициент принимаемый для случаев: $K_0=10,9$ для общего случая накопления деформаций в материале трубопровода; $K_0=9,151$ для случая накопления повреждений в поперечном направлении; $K_0=8,151$ для случая накопления повреждений только вдоль оси трубопровода.

Значение остаточного ресурса зависит от $\Pi_{(r)}$ – уровня критической поврежденности. Для участков магистральных трубопроводов, проходящих через населенные пункты, вблизи железных и автомобильных дорог и других мест, где отказ может привести к

серьезным последствиям. надежность основного металла принимается равной 0,999. Такому значению надежности будет соответствовать уровень критической поврежденности $\Pi_{кр}=0,3$. При эксплуатации вдали от населенных пунктов принимается $\Pi_{кр}=0,4$, что соответствует нашему случаю. Тогда срок эксплуатации до наступления критического состояния составит 37 лет.

Если трубопровод эксплуатировался в течение 30 лет, то остаточный срок надежности работы для материала труб составит:

$$R_{ткр} = 37 - 30 = 7 \text{ лет}$$

Одним из методов, имеющих более чем столетнюю историю применения, является расчет по методу Палгрейма-Веллера, который в дальнейшем был оптимизирован отечественными учеными В. Серенсоном, В.П. Когаевым [19-21]. Данный метод применяется в основном для условий многоциклового нагружения, что соответствует условиям эксплуатации морских платформ, находящихся в сложных условиях [20, 21]. Согласно этому методу для оценки ресурса морских платформ изучаются отдельные блоки амплитуд переменного нагружения, которые представлены в виде нескольких ступеней нагрузок в течении одного года эксплуатации. Для оценки ресурса сварного соединения или основного конструктивного элемента морской платформы необходимо разделить напряжения, вызванные различными по величине нагрузками, на блоки амплитуд переменных напряжений. Блок нагружения состоит из нескольких ступеней нагрузок, каждая из них вызывает переменные напряжения, которые можно охарактеризовать амплитудой переменного напряжения, числом повторений этой амплитуды в ступени.

Если число циклов до разрушения по кривой усталости при амплитуде напряжений равно циклов, то при этой амплитуде конструкция получает долю повреждения, равную. Более подробно этот метод описан в работе [19-21].

На основании усталостной диаграммы с учетом коррозионного воздействия (рис. 2), приведенной в документах [22, 23], произведем расчет ресурса сварного соединения морской платформы.

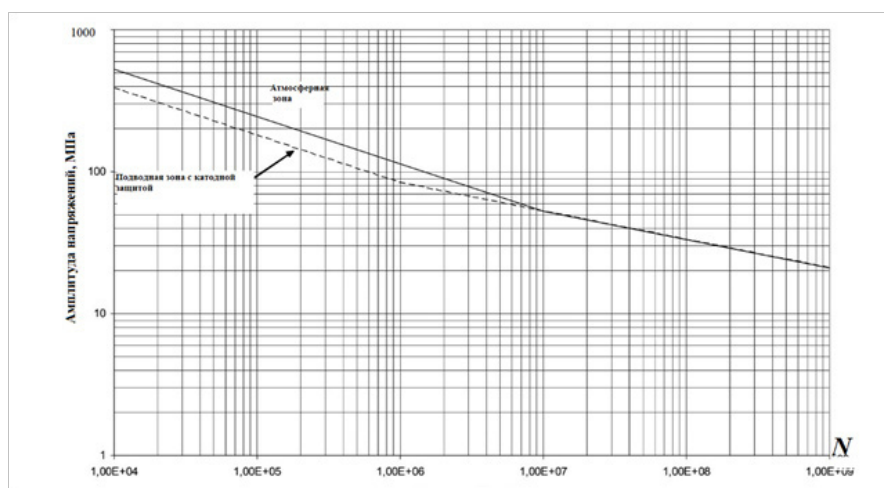


Рисунок 2 – Диаграмма усталости сварных соединений морских стационарных платформ

На основании данных, приведенных в статье [24], был выполнен расчет ресурса сварного соединения морской платформы. Было установлено, что ресурс указанных сварных соединений морской платформы равен 37 годам.

Закключение. В настоящее время разработаны эффективные методы определения ресурса опасных производственных объектов нефтегазового комплекса. Применение этих методов позволит своевременно определить момент наступления предельного состояния ОПО, предотвратив тем самым наступление аварийных ситуаций. В РФ совместно с зарубежными партнерами эксплуатируются протяженные системы магистрального трубопроводного транспорта, ожидаемый срок безопасной эксплуатации для некоторых из которых близок к исчерпанию. Таким примером может быть магистральный газопровод Уренгой-Помары-Ужгород, построенный в 1970-1980 годах Советским Союзом. Последняя авария на этом газопроводе произошла 9 января 2021 года в районе г.Лубна, а до этого на этом же газопроводе 15 сентября 2020г. Список аварий можно продолжать и далее. И общая тенденция свидетельствует о том, что без должной и своевременной оценки ресурса количество аварий будет только возрастать. Схожая ситуация и морскими платформами (более 30 единиц), расположенными на шельфе Черного моря, построенными во времена СССР. Ресурс этих объектов близок к своему исчерпанию, что требует своевременного проведения ремонтных работ, план которых можно сформировать только после проведения мероприятий по оценке ресурса, которые описаны в настоящей статье.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса». Серия 08. Выпуск 23. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. – 68 с
3. Староконь И.В. Проблемы оценки и продления остаточного ресурса морских стационарных платформ// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 12. С. 51-54.
4. Староконь И.В. Анализ зарубежных норм оценки рисков морских нефтегазовых сооружений на основе изучения нормативной документации// Естественные и технические науки. 2009. № 6 (44). С. 343-345
5. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.
6. Махутов Н.А., Гаденин М.М., Печёркин А.С., Красных Б.А. Расчетно-экспериментальные подходы к анализу и обеспечению ресурса и срока безопасной эксплуатации промышленных объектов// Безопасность труда в промышленности. 2020. № 1. С. 7-15.
7. Махутов Н.А., Гаденин М.М. Комплексная оценка прочности, ресурса, живучести и безопасности машин в сложных условиях нагружения// Проблемы машиностроения и надежности машин. 2020. № 4. С. 24-34.
8. Махутов Н.А., Гаденин М.М., Печёркин А.С., Красных Б.А. Научные проблемы определения ресурса и управления сроком безопасной эксплуатации промышленных объектов// Безопасность труда в промышленности. 2019. № 4. С. 7-15.

9. Махутов Н.А., Фридлянд Я.М., Распопов А.А., Лисанов М.В. Развитие подходов к решению задач обеспечения прочности, ресурса и безопасности магистрального нефтепроводного транспорта// Безопасность труда в промышленности. 2019. № 9. С. 7-14.
10. Махутов Н.А., Гаденин М.М. Унификация методов расчетов и испытаний на прочность, ресурс и трещиностойкость // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2019. Т. 85. № 10. С. 47-54.
11. Харионовский В.В. Управление техническим состоянием магистральных газопроводов// Безопасность труда в промышленности. 2020. № 3. С. 40-47.
12. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние// Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 56-68.
13. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы: развитие диагностических работ // Газовая промышленность. 2018. № 2 (764). С. 56-60
14. Макаров Г.И., Капустин О.Е. Компьютерные методы расчета и проектирования сварных конструкций нефтегазового профиля с использованием метода конечных элементов // Сварочное производство. 2019. № 11. С. 3-9
15. СТО РД Газпром 2-2.3-609-2011 «Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции»
16. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции»
17. Велиюлин И. И. Методика определения срока службы газопровода [Текст] / И. И. Велиюлин // Территория нефтегаз. – 2015. - № 8. – С. 106-111.
18. Методика оценки остаточного ресурса трубопровода [Текст] М.: СП СХС-Энергодиагностика, 1992. – 56 с.
19. Серенсен В., Когаев В.П. и др. Несущая способность и расчет деталей машин на прочность. М., "Машиностроение", 1978.
20. Starokon I.V., Ovchinnikov Yu.M., Golovachev A.O. Investigation of vibro-oscillatory processes of the supports of offshore stationary platforms under conditions of alternating vortex formation caused by the influence of sea currents/ Akustika. 2019. T. 32. С. 262-264.
21. Староконь И.В. Оценка усталостной долговечности сварных соединений и основных конструктивных элементов опорных блоков морских стационарных платформ//Фундаментальные исследования. 2015. № 7-4. С. 691-696.
22. DNV-RP 2A-WSD «Рекомендуемая практика планирования, проектирования и сооружения морских стационарных платформ-расчет по допустимым напряжениям»- American Bureau of shipping, New York, 2005. С. 132.
23. DNV-RP-C103. Рекомендованная практика. Расчет усталости морских стальных конструкций. – Norway: DNV, 2008. – 158 p.
24. Губайдулин Р.Г., Губайдулин М.Р., Тиньгаев А.К. Определение остаточного ресурса опорного блока морской стационарной платформы // Академический вестник УралНИИпроект РААСН. – 2012. – № 1 – С. 80-85.

Статья поступила в редакцию 25.04.2021

Статья принята к публикации 16.06.2021