Анализ усталостной прочности морского трубопровода из высокопрочной стали

Л.В. Муравьева¹, И.Г. Овчинников^{1,2}

¹Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.), 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, д. 77;

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ), 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29

АННОТАЦИЯ

Введение. Представлен подход к разработке методики оценки усталостной прочности морского трубопровода из высокопрочной стали.

Эффект усталости, вызванный циклическими нагрузками, хорошо изучен, комбинированное же разрушающее воздействие от усталости и коррозии исследовано недостаточно, хотя имеет неожиданные последствия и значительно сокращает срок службы конструкции.

Синергетический эффект одновременного действия усталости и коррозии затрудняет описание точного взаимодействия между ними, но можно с уверенностью предположить, что коррозионная усталость — это не простое наложение двух отрицательных эффектов. Усталостную прочность материала можно повысить при помощи термической обработки и легирования. Но, когда материал находится в коррозионной среде, это преимущество легко нейтрализуется, и предел выносливости в основном определяет коррозионный процесс. Усталостная прочность более заметна при низких значениях напряжений.

Материалы и методы. Наиболее распространенные подходы основаны на математических моделях оценки долговечности конструкций при малоцикловом нагружении. Работа выполнялась со ссылкой на действующие и будущие офшорные проекты.

Результаты. Одним из преимуществ разработанных предложений являются требования к проверке усталостной прочности морских подводных трубопроводов из высокопрочной стали с продольно ориентированным дефектом. Нагрузка морского трубопровода составляет 0,766 % от эксплуатационных нагрузок, без учета случайных нагрузок. Эти требования представлены на рассмотрение в Российский морской регистр судоходства.

Выводы. В строительстве обеспечение надежности морских подводных трубопроводов из высокопрочной стали с продольно ориентированным дефектом при малоцикловом нагружении является актуальной проблемой и представляет теоретический и практический интерес.

Результаты получены сочетанием расчетного и эмпирического подходов по методике для оценки малоциклового усталости конструкции морского трубопровода. Расчеты показывают необходимость контроля за состоянием конструкций морского подводного трубопровода.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: морские трубопроводы, стресс-коррозия, усталостная прочность, райзер, интенсивность напряжений, продольная трещина, высокопрочная сталь, эмпирические пределы, разрушение, малоцикловое нагружение

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Муравьева Л.В., Овчинников И.Г. Анализ усталостной прочности морского трубопровода из высокопрочной стали // Вестник МГСУ. 2018. Т. 13. Вып. 9. С. 1260–1268. DOI: 10.22227/1997-0935.2018.10.1260-1268

Fatigue behavior of high-strength steel-pipe in offshore pipeline

Lyudmila V. Muraveva¹, Igor G. Ovchinnikov^{1,2}

¹Yuri Gagarin State Technical University of Saratov National Research Polytechnic University (SSTU), 77 Polytechnic st., Saratov, 410054, Russian Federation;

²Perm National Research Polytechnic University (PNRPU), 29 Komsomolsky prospekt, Perm, 614990, Russian Federation

ABSTRACT

Introduction. An approach to the development of a method for assessing the fatigue strength of an offshore high-strength steel pipeline has been presented. The effect of fatigue caused by cyclic loads has been well studied, the combined destructive effect of fatigue and corrosion has not been studied enough, although it has unexpected consequences and significantly reduces the life of the structure. The synergistic effect of both fatigue and corrosion acting simultaneously makes it difficult to determine the exact interaction between the two, but it is safe to assume that the corrosion fatigue is more than just a simple superposition of the two negative effects. While we can improve the fatigue strength of a material through heat treatment and alloying, if the material is in a corrosive environment the advantage gained can easily be completely neutralized, as the corrosive mechanism in play usually dictates the endurance limit in such a case. In fact, the difference in fatigue strength is most noticeable at lower stress values.

Materials and methods. The most common approaches are based on mathematical models for assessing the durability of structures under low-cycle loading. The work was carried out with reference to existing and future offshore projects.

Results. One of the advantages of the proposals developed are the requirements for testing the fatigue strength of offshore subsea pipelines of high-strength steel with a longitudinally oriented defect.

The Load of the offshore pipeline is 0.766 % of the operating load, excluding accidental loads. These requirements are submitted for consideration to the Russian Maritime register of Shipping.

Conclusions. In of civil engineering, ensuring the reliability of offshore subsea pipelines of high-strength steel with a longitudinally oriented defect under low-cycle loading is an urgent problem and is of theoretical and practical interest.

The results were obtained by combining the calculated and — the empirical approach according to the method for assessing low-cycle fatigue of the offshore pipeline structure. Calculations show the need to monitor the state of the structures of the offshore underwater pipeline.

KEY WORDS: subsea pipeline, stress corrosion cracking, fatigue strength (fatigue resistance), raiser, stress intensity, longitudinal crack, highly durable steel, empirically limits, failure, low-cycle loading

FOR CITATION: Muraveva L.V., Ovchinnikov I.G. Fatigue behavior of high-strength steel-pipe in offshore pipeline. *Vestnik MGSU* [Proceedings of Moscow State University of Civil Engineering]. 2018; 13(10):1260-1268. DOI: 10.22227/1997-0935.2018.10.1260-1268

ВВЕДЕНИЕ

Оценка остаточной прочности морского трубопровода из высокопрочной стали при малоцикловом нагружении с продольно ориентированным дефектом — актуальная проблема, представляющая теоретический и практический интерес.

Разработка подводных запасов нефти и газа привела к строительству морских трубопроводов. Первые морские трубопроводы были построены в Калифорнии в начале 1900-х гг. При укладке морских трубопроводов проявляются дополнительные напряжения от осевых и изгибающих нагрузок. Повторяющиеся нагрузки во время эксплуатации и установки влияют на структурную целостность труб [1].

Новые морские трубопроводы выполняются из высокопрочной трубной стали категории X90(K70), X100. Стали должны обладать сопротивляемостью протяженному разрушению и иметь повышенные прочностные характеристики: σ_T — предел упругости 708–710 МПа, σ_B — временное сопротивление 795–815 МПа, δ — относительное удлинение 20,5–21,5 %. Высокопрочные стали для морских трубопроводов — это и высоковязкие стали.

На надежность и долговечность трубопроводов в основном влияют повторяющиеся процессы: изменения технологических нагрузок, нагрузки от окружающей среды [2–4].

В настоящее время доступно большое количество математических моделей для описания кинетики процессов коррозии стали на основе экспериментальных данных. Эти модели сгруппированы в категории:

- модели с явным учетом времени;
- модели с учетом агрессивных свойств среды;
- специально разработанные модели коррозии.

Анализируя опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, можно выделить три наиболее значимые причины их разрушения: коррозионный износ, усталость, стресс-коррозия. Анализ морских проектов трубопроводов показывает, что в морских трубопроводах используются высокопрочные стали (табл. 1, 2 [1]).

Разработка решений по оценке остаточной прочности морского трубопровода из высокопрочной стали при малоцикловом нагружении с продольно ориентированным дефектом является шагом к решению проблемы обеспечения надежности морских подводных трубопроводов из высокопрочной стали.

Табл. 1. Классы стали труб, диаметр трубопроводов для добычи нефти и газа для стояков и магистралей

Table 1. Classes of steel pipes, diameter of pipelines for oil and gas production for risers and highways

Назначение трубопровода / Purpose of the pipeline	Тип труб / Type of pipes	Диапазон размеров, дюймы / Size range, inches
Стальной райзер / Steel riser	API 5L Gr X52. X60. X65 X70*	Диаметром от 6" до 24" / Diameter from 6" to 24"
Экспортные трубопроводы / Export pipelines	API 5L Gr X52. X60. X65 X70**	Диаметром от 12" до 55" / Diameter from 12" to 55"

Примечание: * X70 недавно использованы в самых трудных условиях применения на глубоководье; ** X70 имеет ограниченное применение.

Note: * X70 recently used in difficult conditions on deep water; ** X70 has limited use.

Табл. 2. Классы стали труб, диаметр и протяженность трубопроводов для добычи нефти и газа

Table 2. Classes of steel pipes, diameter and length of pipelines for oil and gas production

Компании / Companies	Наименование проекта / Name of the project	Расположение / Location	Протяженность трубопровода, км / Pipeline length, km	Класс стали / Class of steel	Диаметр, дюйм / Diameter, inch
Conoco и Chevron	Britannia	Северное море / North Sea	186	APIX70	27"
Anadarko	Independence Hulf	Мексиканский залив / Gulf of Mexico	217	APIX65	24"
Woodside	Nonh Rankin	Западная Австралия / Western Australia	130	APIX65	42"

Стресс-коррозия разрушительна для морских сооружений, судов и подводных трубопроводов. В нашей стране строительство морских трубопроводов началось в начале XXI в. на основании зарубежных нормативов, параллельно были разработаны и отечественные нормативные документы. Теоретические основы расчетов подводных трубопроводов представлены в работах: Т. Моррисона, М. Нассима, А.Д. Палмера, М. Филиппа, Д.Х. Ричардсона, Р. Стивенса, В.А. Томпсона мл.

Морские трубопроводы работают в электролитической соленой воде, имеют большое количество сварных соединений и подвергаются циклическим нагрузкам от волн. Комбинированный разрушающий эффект усталости и коррозии сокращает срок службы морской конструкции и приводит к неожиданным последствиям.

Синергетический эффект усталости и коррозии, действующих одновременно, затрудняет определение точного взаимодействия между ними. Коррозионная усталость больше, чем просто суперпозиция двух негативных эффектов. Целостность и безопасность морских конструкций связана с проблемой стресс-коррозии.

Наземные трубопроводы наиболее изучены. Значительный вклад в развитие теоретической базы по анализу целостности и вероятности отказа трубопроводных систем внесли ведущие ученые: П.П. Бородавкин, В.В. Болотин, А.О. Чернявский, О.Ф. Чернявский, Дж. Коллинз, М.А. Эдвардс, А. Фрэнсис, А.Г. Гумеров, О.М. Иванцов, Ю. Кейфнер, В.В. Харионовский, Х.О. Мадсен, Н.А. Махутов, Б.И. Мирошниченко. Первоначально метод проектирования магистральных трубопроводов по предельным состояниям был разработан в институте ВНИИСТ группой инженеров (П. Петров, А.Г. Камерштейн, В.С. Туркин и др.). На основании этой методологии разработаны Нормы проектирования магистральных трубопроводов [2]. Российские правила [3] предписывают, чтобы проектирование трубопроводов осуществлялось с использованием метода предельных состояний [2].

Отличительной чертой метода предельных состояний по сравнению с методом расчета по допускаемым напряжениям [4], является введение нескольких предельных состояний, ограничивающих работу конструкции, введение новой системы коэффициентов (перегрузки, однородности, условий работы), вместо одного коэффициента запаса.

Традиционные методы исследования процессов накопления повреждений от коррозии и усталости рассматривают эти процессы как отдельные, действующие независимо друг от друга [5].

В данной статье рассматриваются исследования иностранных классификационных обществ по нормированию стресс-коррозии [6, 7].

Улучшение усталостной прочности материала в настоящее время выполняется с помощью термической обработки, однако приобретенное преимущество можно нейтрализовать. Разница в усталостной прочности более заметна при низких значениях напряжения. Усталостные трещины распространяются устойчиво до тех пор, пока значения напряжений ниже критического значения вязкости разрушения. При таком подходе механика разрушения является основным инструментом для установления долговечности образца [8, 9].

Повреждения морского трубопровода наиболее интенсивно проявляются в пролетах трубопроводов, в неподдерживаемых частях трубопровода на неровном морском дне [10–12]. При этом усталость проявляется в основном в двух зонах морских трубопроводов: в зоне соединения с поплавком (при монтаже), в зоне касания морского дна.

В работах [10–16] представлены результаты ряда исследований коррозионной усталости нержавеющих сталей, используемых в морских райзерах. Рассмотрим кратко некоторые выводы, полученные в этих исследованиях:

1. Морская вода оказывает пагубное воздействие на материалы с тонкой микроструктурой, такие как высокопрочные стали в перекристаллизованных сечениях (зонах воздействия сварки). Отрицательный эффект присутствует даже в материалах с катодной защитой.

2. В тех случаях, когда вода содержит сероводород, скорость роста усталостной трещины может увеличиться в сто и более раз.

Концентрация напряжений в зоне развития продольной трещины при небольшой амплитуде колебаний напряжений приводит к распространению растягивающих напряжений в теле трубы и разрушению конструкции.

Определение разрушающих нагрузок, предельных размеров дефектов применяется для оценки прочности труб с дефектами от стресскоррозии. Оценка остаточной прочности дефектного участка трубы зависит от типа дефекта, ориентации относительно оси трубопровода.

Результатом совместного промышленного проекта компаний Det Norske Veritas (DNV, Норвегия) и BG Technology (Канада) являются Правила DNV, причем в процессе их разработки компании создали обширные базы данных реальных образцов труб с повреждениями различного вида.

Методики оценки остаточной прочности, продольно ориентированной поверхностной (внешней или внутренней) коррозии разработаны на основе стандартов Американского общества инженеров-механиков (ASME). Стандарт ASME B31G принят в качестве национального стандарта США, а в упрощенном виде — в качестве национального стандарта Канады [1]. Модификация этого стандарта называется B31Gmod [1]. В дополнение к стандартам B31G и B31Gmod широко используются норвежская методика DNV и американская методика Института Баттеля (Battelle) [1]. В отличие от правил B31G и B31Gmod, методика DNV¹ учитывает другие условия нагружения, включая сжимающие осевые нагрузки [5]. Проблеме усталостного повреждения конструкций посвящено много работ зарубежных авторов [4, 9, 10].

Соответствие моделей реальным процессам зависит от точности описания их свойств, характеристик. При этом подавляющее большинство исследователей рассматривают каждый дефект отдельно.

При анализе прочности применяются методы механики деформируемого твердого тела и критерии, отражающие процессы разрушения.

¹ Recommended practice DNV-RP-C203 «Fatigue Design of Offshore Steel Structures». Det Norske Veritas AS, 2011. 176 p.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Морские трубопроводы работают в электролитической соленой воде, имеют большое количество сварных соединений и подвергаются циклическому нагружению от волн, приливов.

При расчете процесса укладки труб должны учитываться дополнительные напряжения от нагрузок изгиба и осевых нагрузок. Нормативные документы по усталостному разрушению райзеров морских трубопроводов содержат большое количество данных в виде таблиц и номограмм. Для анализа остаточной прочности в настоящее время используются полумпирические методы на основе механики разрушения.

Достоверность научных положений обеспечивается: корректной математической постановкой задач при использовании соотношений механики деформируемого твердого тела, методов механики сплошных сред, механики разрушения; исследованиями других авторов [1], а также использованием нормативных методик [6].

В нормах B31G, B31Gmod, DNV для расчета остаточной прочности участка трубопровода с продольным дефектом используется полумпирический критерий, учитывающий пластическое разрушение [4]:

$$\sigma_h = \sigma_f \frac{A_0 - A}{A_0 - AM^{-1}} = \sigma_f \frac{1 - \frac{d}{wt}}{1 - \frac{d}{wtM}}, \quad (1)$$

где σ_h — напряжения разрушения от кольцевого нагружения участка трубопровода с одним дефектом; σ_f — предел текучести; $A_0 = l \cdot wt$ — начальная площадь продольного сечения поврежденного участка трубы, где l — максимальная длина дефекта вдоль оси трубы; wt — толщина стенки трубы; $A = ld$ — площадь зоны дефекта в продольном сечении дефектного участка трубы; d — максимальная глубина дефекта; M — параметр Фолиаса [3].

В данной методике дефект поверхности в продольном (осевом) направлении аппроксимируется параболической формой (рис. 1) и эффективная область дефекта вычисляется по соотношению $\frac{2}{3}d \cdot l$ (выделена серым цветом на рис. 1).

Рис. 1. Аппроксимация параболой поверхностного дефекта в продольном сечении трубопровода, согласно коду B31G
Fig. 1. Parabolic approximation of the surface defect in the longitudinal section of the pipeline, according to the code B31G

Формула (1) описывает напряжение разрушения трубы продольным дефектом под внутренним давлением.

Раскрытие или разрушение по трещине произойдет при ее открытии (росте расстояния между гранями трещины) и достижении критического значения (ССО) — расстояния между гранями трещины. Для сосудов под давлением и трубопроводов ССО рассчитывается по формуле:

$$CCO = \frac{8\sigma_f l}{\pi E} \ln \left[\sec \left(\frac{\pi \sigma}{2\sigma_f} \right) \right], \quad (2)$$

где σ_f — предел прочности при разрыве; l — половина длины трещины; E — модуль упругости, характеризующий сопротивление материала растяжению (сжатию) при упругой деформации.

Коэффициент интенсивности напряжений K_I связан с критическим раскрытием трещины в вершине формулой

$$CCO = \frac{K_I^2}{E\sigma_f}. \quad (3)$$

В механике разрушения основной характеристикой, определяющей распределение напряжений у вершины трещины, является коэффициент интенсивности напряжений K_I . Дело в том, что напряжения не управляют развитием трещины на стадии живучести, ибо это делает параметр K_I , который определяется по следующей формуле:

$$K_I^2 = \frac{8\sigma_f l}{\pi} \ln \left[\sec \left(\frac{\pi M_h \sigma_h}{2\sigma_f} \right) \right], \quad (4)$$

где M_h — фактор роста интенсивности напряжений.

Разрушение является независимым от трещиностойкости. Критерий местного разрушения принимает форму [4]:

$$\sigma_h = \sigma_f M_h = \sigma_f \frac{1 - \frac{d}{wt}}{1 - \frac{d}{wt \cdot M}}, \quad (5)$$

где M — параметр Фолиаса.

Стандарт применим только к трубам с характеристиками SMYS = 386 МПа и UTS = 489 МПа (предел текучести, предел прочности на растяжение материала труб соответственно), глубина дефектов находится в пределах (10–80 %) от толщины стенки трубы.

Модификация стандарта B31G заключается в изменении выражения для напряжений введением UTS — предела прочности при растяжении, параметра Фолиаса. Расчетная форма дефекта — параболическая. Форма дефекта заменяется на произвольную (вводится коэффициент 2/3 в формуле (1)). Для коррозии вводится коэффициент 0,85.

В 2000 г. на основе исследований, проведенных в Институте Баттелла, предложена методика определения местного разрушения для трубы из сталей с высокой энергией упругой деформации дефектных участков

$$\sigma_h = \sigma_f \left(1 - \frac{d}{wt} M \right). \quad (6)$$

Давление разрушения для сегмента трубопровода с продольно ориентированным дефектом типа коррозии рассчитывается по формуле (5)

$$P_f(t) = \frac{2wt \cdot (SMYS + 68,95 \text{ МПа})}{D} \frac{\left(1 - \frac{0,85d(t)}{wt} \right)}{\left(1 - \frac{0,85d(t)}{wt \cdot M(t)} \right)}. \quad (7)$$

Причем этот критерий использует более точное выражение для коэффициента Фолиаса.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Разработка данной темы представляет собой как теоретический, так и практический интерес. Экспериментальное и теоретическое исследование поведения морских трубопроводов является сложной задачей. В публикациях по обследованию морских трубопроводов, райзеров отмечается [1] значительное влияние коррозионных дефектов на поведение этих конструкций.

В работах [6, 7] для оценки разрушения труб из высокопрочных сталей применена методика PCORRC (Института Баттелла) [4], описывающая развитие трещины в зависимости от характеристик упругопластического разрушения металла труб: относительного удлинения δ и равномерного сужения ψ_b [3, 11].

В труде [9] на основании сформулированных эмпирических представлений о пределах разрушения и вязкости при развитии трещины представлено основное уравнение в следующем виде:

$$K = \frac{8c_{eq} \bar{\sigma}^2}{\pi} \ln \sec \left[\frac{\pi}{2} \frac{M_p \sigma}{\bar{\sigma}} \right], \quad (8)$$

где K — интенсивность напряжений; c_{eq} — функция зоны трещины и глубины трещины; σ — приложенное напряжение; M_p — коэффициент Фолиаса; $\bar{\sigma}$ — напряжение пластического течения.

Это уравнение уточнено для трубопроводов с использованием набора данных для SCC (сквозных дефектов), при изготовлении которых применялись трубы из стали с прочностью, характерной для X52, используемой в 1950-х и начале 1960-х гг. Уточнение включает некоторые эмпирические кор-

ректировки. Приведенное уравнение (модель) дает консервативную оценку давления разрушения [7]. Методики API 579 и BS 7910 [4] содержат схожие подходы к оценке дефектов в напорном оборудовании, включая трубопроводы с использованием схемы оценки отказов (FAD), основанной на принципах механики разрушения.

В схемах (FAD) использован двухпараметрический критерий, основанный на использовании предельных состояний материала и характеристик вязкого разрушения материала труб. Условие отказа определяется на основании коэффициента трещиноватости K_r и коэффициента нагрузки L_r . Если точка, моделирующая положение дефекта, находится внутри некоторой ограничивающей кривой, то дефект считается допустимым, если же за пределами этой кривой, то считается недопустимым [6].

Коэффициент разрушения определяется по соотношению:

$$K_r = \frac{K_I}{K_{mat}}, \quad (9)$$

где K_I — коэффициент интенсивности напряжений; K_{mat} — твердость материала. В Приложении С API RP 579 и Приложении М BS 7910 содержатся выражения для коэффициента интенсивности напряжений для коррозионных дефектов различного типа и геометрической конфигурации, включая дефекты в окружном и осевом направлении на поверхностях труб.

Коэффициент нагрузки L_r определяется соотношением:

$$L_r = \frac{\sigma_{ref}}{\sigma_y}, \quad (10)$$

где σ_{ref} — внешнее напряжение, σ_y — предел текучести материала.

В Приложениях D, В API RP 579 и Приложении Р BS7910 содержатся формулы для определения напряжений (в месте дефекта) при различных конфигурациях конструкции. Один из возможных вариантов расположения кривой разрушения, задающей допустимую область, согласно API RP 579/ BS 7910 приведен на рис. 2.

При мягком нагружении от силовых и температурных нагрузок, местные условные упругие напряжения σ_a^* , σ^* определяются из решения упруго-пластической задачи [10]. Разрушающие амплитуды условных упругих напряжений σ^* при заданном числе циклов N при заданной амплитуде условных упругих напряжений σ_a^* определяются по формуле

$$\sigma_a^* = \frac{AE^t}{N^{m_1}} (\alpha_\sigma)_{np}^2 \frac{1-r}{2} \ln \frac{100}{100 - \psi_B^t} + \frac{\sigma_{-1}^t}{1 + \sigma_{-1}^t / \sigma_B^t \frac{1+r}{1-r}}, \quad (11)$$

где A — характеристика свойств материала, определяемая по [11]; m_1 — характеристика материала, зависящая от циклических свойств и асимметрии цикла напряжений; $(\alpha_\sigma)_{np}$ — теоретический коэффициент концентрации напряжений; r — коэффициент

Рис. 2. Диаграмма оценки разрушения (FAD) (на основании API RP 579/ BS 7910)

Fig. 2. Diagram of assessment, destruction (FAD) (based API RP 579/ BS 7910)

Рис. 3. Диаграмма оценки опасности рассматриваемого дефекта (на основании API RP 579/ BS 7910)

Fig. 3. Chart assessment of the hazard of the defect (based API RP 579/ BS 7910)

асимметрии цикла напряжений; ψ'_B — относительное сужение образца при напряжениях, равных пределу прочности. К сожалению, многие данные по усталостным испытаниям стали X100 в открытом доступе найти затруднительно.

Пример. Определить число циклов перепада давления до зарождения трещины в нефтепроводе диаметром 402 мм при наличии риски шириной 1 мм и глубиной 0,5 мм. Толщина стенки 19,2 мм, материал стенки трубы — сталь X100. Давление в трубопроводе: рабочее — 10 МПа, гидростатическое при остановке перекачки — 0,1 МПа, установленный внутритрубойной диагностикой дефект — риска с закругленными краями глубиной $b = 1$ мм и шириной $d = 0,5$ мм, длиной 0,5 см. Характеристики стали X100: предел прочности $\sigma_s = 815$ МПа; предел текучести $\sigma_m = 710$ МПа; $\delta = 20,5\%$.

В результате расчетов получено значение коэффициента Фолиаса $M = 56,356$.

При нагрузке в 160 МПа коэффициент нагрузки $L_r = 0,223$, коэффициент интенсивности напряжений $K_I = 0,993$. Нанося точку с координатами: абсцисса 0,223, ордината 0,993 на диаграмму на рис. 3 видим, что дефект с такими параметрами L_r и K_r на-

ходится на границе допустимой зоны на диаграмме оценки опасности дефектов.

При этом по числу циклов перепадов давления равному 144 (при проектном сроке эксплуатации 30 лет) размах амплитуды напряжений $\sigma_a^* = 444,038$ МПа и составляет 0,766 % от уровня напряжений от эксплуатационных нагрузок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОБСУЖДЕНИЕ

Практическая ценность работы состоит в том, что разработаны и представлены предложения в Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства [20].

Результаты получены эмпирическим путем по методике [10], и пригодны для оценки малоцикло-вой усталости конструкции морского трубопровода. Данные получены для заданной амплитуды условных упругих напряжений, без учета дополнительных нагрузок от сейсмических воздействий [3].

Расчеты показывают, что необходим контроль за состоянием конструкций морского подводного трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Fatigue behaviour of high-strength steel-welded joints in offshore and marine systems (FATHOMS). Luxembourg : Publications Office of the European Union Final Directorate — for Research. 2010. Pp. 183–205.
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М. : Недра, 1979. 415 с.
3. Гарф М.Э., Крамаренко О.Ю., Филатов М.Я., Филатов Э.Я. Развитие усталостных трещин в материалах и конструкциях. Киев : Наукова думка, 1980. 151 с.
4. Yong Bai, Qiang Bai. Subsea pipelines and risers. New York : Elsevier, 2005. 840 p.
5. Шарипов Ш.Г., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Дефекты поперечного КРН на газопроводах большого диаметра // Газовая промышленность. 2013. № 6. С. 63–65.
6. CEPA SCC recommended practices // Addendum on Circumferential SCC. 1998. 176 p.
7. The CEPA report on circumferential stress corrosion cracking' // The Canadian Energy Pipeline Association (CEPA). Calgary, AB : CEPA, 1997.
8. Гумеров А.Г., Заунуллин К.М., Росляков А.В. Влияние возраста на нефтепроводы. М. : Недра, 120 с.
9. Sutherby R.L. The CEPA report on circumferential stress corrosion cracking // 2nd International Pipeline Conference. 1998. Vol. 1. Pp. 493–503. DOI: 10.1115/IPC1998-2057
10. The advanced report corrosion fatigue of structural steels in seawater and for offshore. 2017. 8 p.
11. Махутов Н.А., Воробьев А.З., Гаденин М.М. Прочность конструкций при малоцикловом нагружении. М. : Наука, 1983. 272 с.
12. Sosnovskiy L.A., Vorobyev V.V., Kostyuchenko A.A., Bordovsky A.M. Corrosion-erosion fatigue of pipeline tubes // World Tribology Congress III. 2005. Vol. 1. Pp. 14–16. DOI: 10.1115/wtc2005-63111
13. Хажинский Г.М. Критерии прочности элементов и сварных соединений трубопроводов. М. : Ленанд, 2017. 384 с.
14. Конакова М.А. Закономерности и особенности коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов ООО «Севергазпром» : дис. ... канд. техн. наук. М., 2001. 180 с.
15. Малкин А.И., Маршаков А.И., Арабей А.Б. Процессы зарождения и роста коррозионных трещин на стали магистральных трубопроводов. Ч. 1. Современные представления о механизмах коррозионного растрескивания сталей в водных средах // Коррозия: материалы, защита. 2009. № 10. С. 1–15.
16. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipeline. Hoboken : John Wiley & Sons Publishing, 2013. 257 p.
17. Стеклов О.И., Есиев Т.С., Тычкин И.А. Развитие системного подхода к анализу стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов. М. : ИРЦ Газпром, 2000. 51 с.
18. Zhang C., Cheng Y.F. Synergistic effects of hydrogen and stress on corrosion of X100 pipeline steel in a near-neutral pH solution // Journal of Materials Engineering and Performance. 2009. Vol. 19. Issue 9. Pp. 1284–1289. DOI: 10.1007/s11665-009-9579-3
19. Xu L.Y., Cheng Y.F. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion // Corrosion Science. 2013. Vol. 73. Pp. 150–160. DOI: 10.1016/j.corsci.2013.04.004
20. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. СПб. : Российский морской регистр судоходства, 2012. 283 с.

Поступила в редакцию 23 июля 2018 г.

Принята в доработанном виде 6 сентября 2018 г.

Одобрена для публикации 28 сентября 2018 г.

ОБ АВТОРАХ: Муравьева Людмила Викторовна — доктор технических наук, доцент, ассистент, Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.), 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, д. 77, rfludmia@yandex.ru;

Овчинников Игорь Георгиевич — доктор технических наук, профессор, Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.), 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, д. 77; профессор кафедры автомобильных дорог и мостов, Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ), 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29, bridgesar@mail.ru.

REFERENCES

1. *Fatigue behaviour of high-strength steel-welded joints in offshore and marine systems (FATHOMS)*. Luxembourg, Publications Office of the European Union Final Directorate — for Research. 2010; 183-205.
2. Borodavkin P.P., Berezin V.L., Shadrin O.B. *Subsea pipelines*. Moscow, Nedra Publ., 2004; 415. (rus.).
3. Garf M.E., Kramarenko O.Yu., Filatov M.Ya., Filatov E.Ya. [*Development of fatigue cracks in materials and structures*]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1980; 151. (rus.).
4. Yong Bai, Qiang Bai. *Subsea pipelines and risers*. New York, Elsevier, 2005; 840.
5. Sharipov Sh.G., Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M. [Defects of the lateral SCC on gas pipelines of large diameter]. [*Gas industry*]. 2013; 6:63-65. (rus.).
6. CEPA SCC recommended practices. *Addendum on Circumferential SCC*. 1998; 176.
7. The CEPA report on circumferential stress corrosion cracking. *The Canadian Energy Pipeline Association (CEPA)*. Calgary, AB CEPA, 1997.
8. Gumerov A.G., Zaynullin R.S., Yamaleev K. M., Roslyakov A.V. Aging of pipes of oil pipelines. Moscow, Nedra, 1995; 218. (rus.).
9. Sutherby R.L. The CEPA report on circumferential stress corrosion cracking // 2nd International Pipeline Conference. 1998; 1:493-503. DOI: 10.1115/IPC1998-2057
10. *The advanced report Corrosion Fatigue of Structural Steels in Seawater and for Offshore*. 2017; 8.
11. Maxutov N.A., Vorob'ev A.Z., Gadenin M.M. [*Structural strength under low-cycle loading*]. Moscow, Nauka Publ., 1983; 272. (rus.).
12. Sosnovskiy L.A., Vorobyev V.V., Kostyuchenko A.A., Bordovsky A.M. Corrosion-Erosion Fatigue of Pipeline Tubes. *World Tribology Congress III*. 2005; 1:14-16. DOI: 10.1115/wtc2005-63111
13. Xazhinskij G.M. *Criteria of strength of elements and welded joints of pipelines*. Moscow, Lenand Publ., 2017; 384. (rus.).
14. Konakova M.A. [*Regularities and peculiarities of stress corrosion cracking under the stress of pipelines of trunk gas pipelines of OOO Severgazprom*] : dis. ... cand. tech. sciences. Moscow, 2001; 180. (rus.).
15. Malkin A.I., Marshakov A.I., Arabej A.B. [The processes of origin and growth of corrosion cracks in steel pipelines. Part 1 Modern ideas about the mechanisms of corrosion cracking of steels in aqueous media]. [*Corrosion: materials, protection*]. 2009; 10: 1-15. (rus.).
16. Cheng Y.F. *Stress corrosion of pipeline*. Hoboken, John Wiley & Sons Publishing, 2013; 257.
17. Steklov O.I., Esiev T.S., Ty'chkin I.A. [*The development of a systematic approach to the analysis of stress corrosion damageability of gas pipelines*]. Moscow, IRC Gazprom Publ., 2000; 51. (rus.).
18. Zhang C., Cheng Y.F. Synergistic effects of hydrogen and stress on corrosion of x100 pipeline steel in a near-neutral pH solution. *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2009; 19(9):1284-1289. DOI: 10.1007/s11665-009-9579-3
19. Xu L.Y., Cheng Y.F. Development of a finite element model for simulation and prediction of mechano-electrochemical effect of pipeline corrosion. *Corrosion Science*. 2013; 73:150-160. DOI: 10.1016/j.corsci.2013.04.004
20. [*Rules for the classification and construction of offshore subsea pipelines*]. St. Petersburg, Russian Maritime Register of Shipping Publ., 2012; 283. (rus.).

Received July 23, 2018

Adopted in a modified form on September 6, 2018

Approved for publication September 28, 2018

ABOUT THE AUTHORS: **Lyudmila V. Muraveva** — Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Assistant, **Yuri Gagarin State Technical University of Saratov National Research Polytechnic University (SSTU)**, 77 Polytechnic st., Saratov, 410054, Russian Federation, rfludmia@yandex.ru;

Igor G. Ovchinnikov — Doctor of Technical Sciences, Professor, **Yuri Gagarin State Technical University of Saratov National Research Polytechnic University (SSTU)**, 77 Polytechnic st., Saratov, 410054, Russian Federation; Professor at the Department of Highways and Bridges, **Perm National Research Polytechnic University (PNRPU)**, 29 Komsomolsky prospect, Perm, 614990, Russian Federation, bridgesar@mail.ru.