ДЕФЕКТЫ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ**DEFECTS OF OFFSHORE PIPELINE SYSTEMS****Д. А. Гулин**
Denis A. GulinУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**Е. Д. Квицинская**
Evgeniya D. KvitsinskayaУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**А. С. Глазков**
Anton S. GlazkovУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Статья направлена на изучение актуальной темы строительства и эксплуатации морских подводных трубопроводов (МПТ). В работе анализируются дефекты МПТ, способы их обнаружения, методы расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода с дефектом. Одной из основных рассматриваемых проблем является отклонение морских трубопроводов от проектной отметки. Целью работы является анализ существующих дефектов морских трубопроводов.

Задачи:

1. классифицировать дефекты морских подводных трубопроводов;
2. рассмотреть существующие методы диагностики МПТ;
3. проанализировать способы укладки и укрепления морских трубопроводов;
4. проанализировать методы оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода с отклонениями от первоначальной трассы.

В процессе исследования изучались нормативно-техническая документация, научные статьи, применяемые в настоящее время методы, оборудование и расчёты. Затем проведен анализ, сравнение и обобщение полученной информации.

Выявлено, что специфика проектирования, строительства и эксплуатации морских подводных трубопроводов недостаточно отражена в действующей нормативной документации. Используемые на данном этапе развития средства диагностики и контроля не соответствуют современным требованиям надежности и безопасности опасных производственных объектов. Необходимо продолжать совершенствование требований и расчётов, которые должны учитывать все влияющие на строительство и эксплуатацию факторы для снижения риска аварий на данных объектах.

The article is aimed at studying the topical subject — construction and operation of seagoing pipelines. The article analyzes defects of offshore pipelines, detection methods, analysis techniques of stress-strain state of a defective pipeline. One of the main problems is departure of seagoing pipelines from their design reference mark.

The aim of the work is to analyze the current defects of offshore pipelines.

Tasks:

1. systemize defects of seagoing pipelines;
2. to consider the existing methods of diagnostic operation of subsea pipelines;
3. analyze the methods of stowing and reinforcing of offshore pipelines;
4. analyze the features of appraisal of stressed-deformed state of pipeline with departure from permanent position.

In the process of research, normative and technical documentation, scientific articles, currently used methods, equipment and calculations were

Ключевые слова

морской трубопровод;
дефекты трубопроводов;
обнаружение дефектов;
укладка трубопроводов;
потеря устойчивости

Key words

offshore pipeline;
pipeline defects;
detection of defects;
laying of pipelines;
loss of stability

studied. Then analysis, comparison and generalization of the information received.

It is revealed that the specification of the engineering design, construction and operation of offshore pipelines reflected in the current regulatory documentation is not enough. Diagnostic and control facilities currently in use are not conform to presentday quality control requirements for hazardous industrial facilities. It is necessary to constantly improve the directives and calculations, which have to introduce all the indexes that affect the construction and operation of seagoing pipelines to reduce the risk of accidents at these facilities.

В связи с увеличением протяженности морских трубопроводных систем и с учетом увеличения объемов транспортировки увеличивается давление транспортируемого продукта. Необходимо обеспечить ввод в эксплуатацию качественно новых безопасных трубопроводов для бесперебойного снабжения потребителей углеводородным сырьем с минимальными потерями и высокой экологичностью объекта. В настоящее время техническое оснащение, технологии строительства и эксплуатации трубопроводов в различных, в том числе и экстремальных, природных условиях не гарантируют безаварийную работу трубопроводов ни на суше, ни на море [1].

Одной из задач создания нормативов дефектации морских подводных трубопроводов (МПП) является необходимость учета «морской подводной» специфики МПП, а именно [2]:

1. Ограниченные возможности для внешнего наблюдения и осмотра трубопровода. Внешний осмотр должен вестись водолазными методами или подводными аппаратами. Применение этих средств ограничено погодными окнами, ледовой обстановкой, подводной придонной видимостью, наличием придонных течений;

2. Операция осмотра имеет существенно более высокую стоимость по сравнению с аналогичной процедурой для наземного трубопровода, что накладывает определенные ограничения на периодичность осмотров;

3. Внешние воздействия на подводный трубопровод отличаются от таковых на наземный трубопровод. Зарегистрированы отклонения («сносы») подводного трубопровода от первоначальной трассы под действием течения, размыва и миграции донного грунта. Подводные трубопроводы подвергаются контактам с якорями и орудиями лова, что вызывает повреждение изоляции, балласта и металла труб;

4. Все элементы морского трубопровода (металлические трубы, балласт, изоляция) работают в агрессивной морской воде. Опыт эксплуатации подводной техники показывает, что

некоторые прочностные характеристики металла (параметры трещиностойкости, характеристики усталости) и скорость коррозии внешней поверхности трубы зависят от солености морской воды.

Классификация дефектов необходима для практического применения при идентификации дефекта по результатам технического осмотра и внутритрубной диагностики.

Все дефекты делятся на глобальные и локальные (рисунок 1). К глобальным дефектам относятся отклонения трубопровода от первоначальной трассы. К локальным дефектам относятся дефекты формы, дефекты металла трубы и дефекты сплошности.

Рисунок 1. Классификация дефектов морских трубопроводов

Дефекты формы (геометрии трубы) — дефекты, связанные с изменением формы трубы. Представляют собой области локального пластического деформирования на части поперечного сечения трубы или появление значительной овальности поперечного сечения.

Дефекты стенки трубы — дефекты основного металла трубы. К ним относятся: потеря металла, уменьшение или увеличение толщины стенки, трещина, расслоение, включение, механическое повреждение поверхности стенки трубы (риски, забоины/задиры). Дефекты потери металла определяются как исчезновение части металла в результате химического, электрохимического или механического воздействия. Их можно разделить на поверхностную коррозию, точечную (пит-

тинговую коррозию) и задиры. Поверхностная коррозия — коррозионное удаление металла, близкое к равномерному, на участке поверхности трубы, сопоставимом по размеру с диаметром. Точечная (питтинговая) коррозия — коррозионное удаление металла на участке трубы, размер которого мал по сравнению с диаметром. К дефектам поверхности относятся дефекты проката на поверхности трубы (раскатанное загрязнение, рябизна, чешуйчатость, перегрев поверхности, неоднородность поверхности, риска прокатная).

Дефекты сплошности — локальное нарушение сплошности стенки трубы или сварного шва. Дефекты сплошности делятся на поверхностные трещины, выходящие на внутреннюю или внешнюю поверхность трубы, внутренние трещины, не выходящие на поверхность трубы, и расслоения, локализованные внутри стенки трубы [3].

К «глобальным» дефектам относят:

— отклонение значительного по длине участка трубопровода (до 1000 диаметров и более) от первоначальной трассы в горизонтальном направлении под действием волновых сил, течений при изменившихся относительно проектных свойствах данного грунта;

— отклонение значительного по длине участка трубопровода от первоначальной трассы в вертикальном направлении за счет подвижек донного грунта;

— размыв донного грунта под трубопроводом с образованием свободного пролета.

Во всех перечисленных ситуациях изменяется общая геометрия участка трубопровода, что приводит к появлению продольных изгибных напряжений и деформаций.

Для обеспечения безопасной эксплуатации и обслуживания подводных трубопроводных систем и морских кабелей связи используют специализированные суда и подводные аппараты (ПА), которые выполняют обследование трубопроводов и кабелей не реже двух раз в год.

Определяемые при обследовании параметры МПТ:

1. Отклонения геометрии трубы (гофры, вмятины, выпуклости, радиусы поворотов);
2. Фактическое пространственное положение подводного трубопровода/перехода;
3. Наличие оголенных участков трубы;
4. Внутренний профиль трубы;
5. Толщина стенки трубы и коррозионные повреждения;
6. Изображение внутренней поверхности трубы.

Обнаружение дефектов морских трубопроводных систем производится с использованием дистанционно управляемых аппаратов ROV (рисунок 2), «интеллектуальных» поршней PIG (Pipeline Inspection Gauge) (рисунок 3), необитаемых подводных аппаратов (НПА) (рисунок 4), их краткие характеристики, область применения и схемы приведены в таблице 1.

На труднодоступных для техники участках (например мелководных) используются электромагнитные методы диагностики, которые позволяют определять координаты и вертикальное профилирование трассы трубопровода (ТП) или кабеля относительно уровня морского дна; создать автоматическую систему отслеживания трассы подводного ТП или кабеля; дистанционно определять нарушения изоляционных покрытий ТП и кабелей [4].

Рисунок 2. Дистанционно управляемый аппарат ROV

Таблица 1. Обнаружение дефектов морских трубопроводных систем

Назначение	Аппарат ROV (рисунок 2)	Поршни PIG (рисунок 3)	НПА (рисунок 4)
	Внешний визуальный осмотр	Внутренняя инспекция	Детальное обследование участков, имеющих видимые повреждения
Выявляемые дефекты	1. Отклонения геометрии трубы (гофры, вмятины, выпуклости, радиусы поворотов); 2. Фактическое пространственное положение подводного трубопровода/перехода; 3. Наличие оголенных участков трубы; 4. Внутренний профиль трубы; 5. Толщина стенки трубы и коррозионные повреждения; 6. Изображение внутренней поверхности трубы.	Выявляет места потенциального возникновения коррозии и износа металла, а также измеряет изгибы ТП. Сканирует поверхность труб на наличие участков с потерей металла. Используется для обнаружения изменений внутреннего диаметра, овальности и углублений, а также фиксирует их положение.	Прослеживание трубопровода и кабеля, уточнение их местоположения, оценка состояния, обнаружение повреждений и точек утечки, выявление других нестандартных ситуаций. Обнаружение утечек нефти или газа.
Модель	Телеуправляемый подводный аппарат «Гном Про»	Многоканальный профилимер ПВМ	Необитаемый подводный аппарат «Квазар»
Краткие характеристики	Максимальная рабочая глубина до 150 м (опционально 300 м) Размеры 600*380*400 (мм) Общий вес 100 кг 4 двигателя постоянного тока (горизонтальные 2, вертикальные 2) 48 В 200 Вт Максимальная длина кабеля 400 м, диаметр 10 мм Камера Sony Super HAD 2 CCD	Диапазон номинальных диаметров (D) 159–1420 мм (6–56 дюймов) Минимальное сечение трубопровода (от номинального диаметра D) 70 % Максимальная протяженность обследуемого трубопровода до 1500 км Максимальное время автономной работы до 1000 ч Диапазон давления среды эксплуатации 0,5–12 МПа	Максимальная рабочая глубина 3000 м Размеры 3200*1800*1800 (мм) Грузоподъемность 250 кг Мощность 150 л/с Разрешение основной камеры 1920*1080 пикс. Скорость подводного хода 3,5 узла Масса 3500 кг Кабель на лебедке устройства глубоководного погружения 300 м

Рисунок 3. Поршень для внутренней инспекции МПТ

Более подробно стоит рассмотреть такие дефекты морских трубопроводных систем, как отклонения от проектных отметок (всплытие, провисание), потому что именно они являются наиболее частой причиной серьезных аварий на МПТ. А они, в свою очередь, представляют собой большую геологическую опасность, включающую в себя как техническую состав-

Рисунок 4. Необитаемый подводный аппарат «Квазар»

ляющую (расчеты на прочность и устойчивость сооружений), так и моменты по трудности эксплуатации, связанные с геологической средой, а также несут огромный экологический и экономический ущерб.

Так, например, в ходе анализа причин выхода трубопровода из его первоначального положения, было выяснено, что расчеты, связан-

ные со стабилизацией проектного положения трубопровода, были выполнены с соблюдением всех существующих на данное время требований. Тем не менее, трубопровод «всплыл», что нарушает условия его безаварийной эксплуатации. Проведя ряд исследований, автор [5] установил, что главная ошибка заключалась в неучете сил вертикальной составляющей скоростного напора (давления) потока. Актуальность данной проблемы объясняется возникновением аварий на морских трубопроводах и в наше время.

К примеру, в 2019 году Газпром раскрыл информацию о нарушении проектного положения двух из четырех ниток подводного перехода газопровода «Бованенково — Ухта-2» через Байдарацкую губу на Ямале [6].

В случае изменения геометрии применяют меры по стабилизации трубопровода для предотвращения сдвига трубы. Обеспечение устойчивого положения трубы на проектных отметках достигается методом балластировки и закрепления.

Для обеспечения устойчивости трубопроводов следует уделить особое внимание рассмотрению причин, способствующих возникновению и развитию аварий (отказов), а также тонкостям в расчетах при проектировании морских трубопроводных систем.

Основные повреждения на МПТ чаще всего случаются из-за размыва грунта, вызванного переформированием берегов и дна водоёма, и появлением участков на переходе, находящихся в непроектном положении. Образующиеся свободные пролеты трубопровода подвергаются воздействию не только эксплуатационных нагрузок, но и образующемуся сложному гидродинамическому воздействию потока воды, которое повышает риски возникновения аварий. Вымытый участок над газонефтепроводом со стороны потока воды испытывает нагрузку от лобового сопротивления, нагрузки от выталкивания и подъемной силы, и возможные колебания в направлении, поперечном потоку воды. На прибрежных участках морей подводные трубопроводы подвергаются действию волн, что может привести к их смещению и даже повреждению.

Чтобы предотвратить повреждение трубопровода при эксплуатации, его заглубляют ниже зоны возможного размыва, что исключает воздействие потока воды на трубопровод. Устойчивое положение на дне зависит от массы трубопровода. Известны случаи, когда при

протаскивании трубопровода по дну его силой течения выбрасывало из траншеи. При гидродинамическом давлении трубе следует придавать повышенную отрицательную плавучесть. Величина давления воды на трубопровод определяет его конструкцию и способы укладки [7]:

Защита в виде каменной отсыпки поверх уложенного трубопровода (рисунок 5). Однако она обходится весьма дорого и не всегда надежна, поэтому практически не используется.

1 — трубопровод; 2 — футеровка; 3 — грунтовая засыпка; 4 — геотекстиль; 5 — камень

Рисунок 5. Защита в виде каменной отсыпки поверх уложенного трубопровода [8]

Тросовые оттяжки с якорным закреплением плавучих опор, направляющие и свайные конструкции, а в зимних условиях — анкерные опоры, закрепляемые во льду (рисунок 6), во избежание сноса трубопроводов течением воды при их укладке. Все эти устройства рассчитываются в зависимости от гидродинамического давления воды.

1 — трубопровод; 2 — тяга анкера с наконечником; 3 — винтовая лопасть; 4 — силовой соединительный пояс

Рисунок 6. Винтовое анкерное устройство ВАН-1 [8]

Балластировка (пригрузка) МПТ одиночными грузами или сплошным балластным покрытием для придания подводному трубопроводу отрицательной плавучести. Представляет собой чугунные грузы, состоящие из двух полуколец (рисунок 7), либо балластировка сплошным покрытием, которая выполняется из

монолитного бетона или сборными железобетонными элементами. При этом отпадает необходимость в защитной деревянной футеровке. Сплошное бетонное покрытие труб одновременно защищает их от механических повреждений и коррозии.

4. Закрепление ТП в грунте сваями с поперечинами (рисунок 8) или хомутами-седлами, которые удерживают трубопровод анкерами, завинчиваемыми в грунт на глубину не менее 60 см ниже возможной линии размыва.

Выбор любого способа укрепления находится в зависимости от группы территории, нрава и вида грунтов, значения грунтовой воды, рельефа территории, схем прокладки, присутствия углов поворотов, кривых искусственного происхождения гнутья, способов и сезонов производства строительных работ, правил использования, технико-экономической необходимости их внедрения.

Любые дефекты, связанные с нарушением бездефектной формы конструкции трубы, являются местами концентрации напряжений [9].

Перейдём к особенностям оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода с отклонениями от первоначальной трассы.

Исходной информацией для оценки НДС является геометрия отклоненного участка, заданного в виде координат отдельных точек (рисунок 9) [10].

Критерием допустимости дефекта является деформационный критерий:

$$\varepsilon_{\max} < \varepsilon_{\text{доп}}, \quad (1)$$

где $\varepsilon_{\max}$ — максимальные изгибные деформации в трубе; $\varepsilon_{\text{доп}}$ — допустимые деформации материала трубы. Исходя из общих свойств стали $\varepsilon_{\text{доп}} = 0,1 \% = 0,001$.

$$\varepsilon_{\max} = \frac{D}{R}, \quad (2)$$

где D — диаметр трубы; R — радиус кривизны отклоненного участка в исследуемой точке с координатами (x_1, z_1) , который принимается равным радиусу окружности, проведенному через точки $(x_1, z_1), (x_2, z_2), (x_3, z_3)$.

1 — утяжелитель 2-УТК; 2 — шпилька; 3 — шайба; 4 — гайка М20

Рисунок 7. Железобетонный утяжелитель типа 2-УТК [8]

1 — трос; 2 — поперечины; 3 — сваи

Рисунок 8. Крепление подводного трубопровода на сваях [8]

1 — отклоненный участок; 2 — первоначальная (проектная) трасса трубопровода

Рисунок 9. Определение геометрии отклоненного участка МПТ

Расстояние Δl должно быть не менее 100 м, тогда

$$R = \sqrt{(x_1 - x_0)^2 + (z_1 - z_0)^2}, \quad (3)$$

где $\begin{cases} x_0 = \frac{\Delta x}{\Delta} \\ z_0 = \frac{\Delta z}{\Delta} \end{cases}$ (метод Крамера). (4)

Используя приведенные выше выражения для $\varepsilon_{\max}$ и $\varepsilon_{\text{доп}}$, можно сформировать критерий допустимости отклоненного участка трубопровода, как $R > 1000D$ для каждой точки отклоненного участка.

Провисающий участок трубопровода отличается от предыдущей разновидности глобального дефекта (отклонение от первоначальной трассы) наличием безопорного участка (рисунок 10, а). Расчетная схема НДС такого участка представлена на рисунке 10, б [10].

Расчетная схема представляет собой бесконечную балку, нагруженную равномерной нагрузкой q на упругом основании жесткости k вне свободного пролета длиной l . Начальная расчетная схема может быть декомпозирована (рисунок 10, в) на три балки: два участка — взаимодействие с грунтом (полубесконечные

балки на упругом основании) и провисающий участок (балка на свободных опорах). Взаимодействие балок заменяется приложением момента в точках касания с грунтом $M_{\text{гн}}$, величина которого находится из условия совместности деформаций.

Угол поворота балки на свободных опорах, нагруженной моментом $M_{\text{гн}}$ и нагрузкой q в точке касания грунта, и угол поворота полубесконечной балки на упругом основании, нагруженной на конце моментом, соответственно, равны:

$$\begin{cases} \varphi_0 = \frac{ql^3}{24EI} - \frac{M_{\text{гн}}l}{2EI} \\ \varphi_0 = \frac{4M_{\text{гн}}\alpha^3}{k} \end{cases}, \quad (5)$$

где EI — жесткость трубы;

k — жесткость упругого основания;

α — параметр балки на упругом основании

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{k}{4EI}}. \quad (6)$$

Изгибающий момент в пролете провисающего участка:

а)

б)

в)

а) положение трубы (2) относительно донного грунта (1), l — пролет участка;

б) расчетная схема;

в) декомпозиция расчетной схемы

Рисунок 10. Провисающий участок подводного трубопровода

$$M_{\text{пр}} = \frac{ql^2}{24} \frac{l+24\alpha^3 EI/k}{l+8\alpha^3 EI/k}. \quad (7)$$

Из (5) и (6), используя (7):

$$\begin{cases} M_{\text{гн}} = \frac{ql^2}{24} \frac{2l}{l+2/\alpha}; \\ M_{\text{пр}} = \frac{ql^2}{24} \frac{l+6/\alpha}{l+2/\alpha}. \end{cases} \quad (8)$$

Расчетным моментом M_{max} является:

$$\begin{cases} M_{\text{max}} = M_{\text{пр}}, \text{ если } l < 6/\alpha; \\ M_{\text{max}} = M_{\text{гн}}, \text{ если } l > 6/\alpha. \end{cases} \quad (9)$$

Момент сопротивления трубы:

$$W = \frac{\pi}{32} \left[D^3 - \frac{(D-2t)^4}{D} \right]. \quad (10)$$

t — минимальная фактическая толщина стенки трубы на провисающем участке с учетом поверхностной коррозии.

Максимальные напряжения:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{W}. \quad (11)$$

Условие допустимости дефекта (провисающего участка трубопровода) в этом случае выглядит так:

$$\sigma_{\text{max}} \leq k_0 \cdot \sigma_y, \quad (12)$$

где σ_y — предел текучести материала.

Ввиду большого количества аварий на МПТ, их недолгого и еще не распространен-

ного применения в современном трубопроводном строительстве, можно судить о том, что специфика их проектирования, строительства и эксплуатации недостаточно отражена в действующей нормативной документации. Используемые на данном этапе развития средства диагностики и контроля не соответствуют современным требованиям надежности и безопасности опасных производственных объектов [11]. В настоящее время в разработке находится множество проектов по строительству морских подводных трубопроводов, поэтому обеспечение их безопасной эксплуатации является крайне перспективной отраслью. Повышенные требования, вызванные особыми морскими условиями и обеспечивающие безопасность МПТ, постоянно совершенствуются, так как аварии на данных объектах создают реальные угрозы нарушения экологического равновесия морской и геологической сред в районах их использования и имеют высокие риски как техногенного, так и финансового характера. Правильно выполненные оценка сложности и комплексные расчеты по проектированию, учитывающие все факторы, влияющие на строительство и эксплуатацию данного объекта, предотвратят выход из строя технического сооружения [12].

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вальдман Н.А., Грудницкий Г.В., Егоров С.И. Некоторые вопросы повышения надёжности морских трубопроводов // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. 2012. № 66 (350). С. 69–74.
2. Тимофеев О.Я., Рыбакина О.Г., Строгонова О.А. Определение допустимости эксплуатационных дефектов морских подводных трубопроводов // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. 2009. № 42 (326). С. 127–146.
3. РД-23.040.00-КТН-011-11. Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. 88 с.
4. Буссугу У.Д. Проблемы создания подводных систем контроля за состоянием морских трубопроводов // Вестник науки и образования. 2019. № 2–2 (56). С. 93–100. DOI: 10.20861/2312-8089-2019-56-004.
5. Бородавкин П.П. К вопросу о стабилизации положения подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа // Бурение и нефть. 2008. № 7–8. С. 10–12.
6. Гурьянов С. В Карском море всплыли две из четырех ниток трубопровода Газпрома // Взгляд. 20.11.2019. URL: <https://vz.ru/news/2019/11/20/1009462.html> (дата обращения: 05.08.2020).
7. Балластировка подводных трубопроводов // Строй-справка.ру. URL: <http://stroy-spravka.ru/article/ballastirovka-podvodnykh-truboprovodov> (дата обращения: 06.08.2020).
8. СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. М.: ИРЦ Газпром, 1996. 60 с.

9. Влияние на состояние труб концентраторов напряжений // МойДокс.ру. URL: <https://mydocx.ru/1-117095.html> (дата обращения: 08.08.2020).
10. Зубченко А.С., Овчинников А.В. Методика расчета предельно допустимых дефектов элементов оборудования и трубопроводов АЭС // Вопросы атомной науки и техники. Серия: обеспечение безопасности АЭС. 2010. № 27. С. 48–53.
11. Эксплуатация и ремонт морских трубопроводов // Neftgaz.RU. 20.05.2015. URL: <https://neftgaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331669-ekspluatatsiya-i-remont-morskikh-truboprovodov/> (дата обращения: 09.08.2020).
12. Тульская С.Г., Харьковская А.А., Аралов Е.С. Перспективы развития строительства морских трубопроводов и расчет допустимых напряжений и деформаций // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2018. № 2 (11). С. 56–62.

REFERENCES

1. Valdman N.A., Grudnitskii G.V., Egorov S.I. Nekotorye voprosy povysheniya nadezhnosti morskikh truboprovodov [Some Issues of Increasing the Reliability of Offshore Pipelines]. *Trudy TsNII im. akad. A.N. Krylova — Transactions of the Central Research Institute Acad. A.N. Krylova*, 2012, No. 66 (350), pp. 69–74. [in Russian].
5. Borodavkin P.P. K voprosu o stabilizatsii polozheniya podvodnykh truboprovodov dlya transporta nefi i gaza [To Question on Stabilization the Position of Offshore Pipelines for Transportation of Oil and Gas].

Burenie i nef't' — Drilling and Oil, 2008, No. 7–8, pp. 10–12. [in Russian].

6. Guryanov S. V *Karskom more vsplyli dve iz chetyreh nitok truboprovoda Gazproma* [Two of Gazprom's four Pipelines Surfaced in the Kara Sea]. *Vzglyad*. 20.11.2019. Available at: <https://vz.ru/news/2019/11/20/1009462.html> (accessed 05.08.2020). [in Russian].

2. Timofeev O.Ya., Rybakina O.G., Stroganova O.A. *Opreделение dopustimosti ekspluatatsionnykh defektov morskikh podvodnykh truboprovodov* [Definition of Inservice Defects Acceptability for Subsea Pipelines]. *Trudy TsNII im. akad. A.N. Krylova — Transactions of the Central Research Institute Acad. A.N. Krylova*, 2009, No. 42 (326), pp. 127–146. [in Russian].

3. RD-23.040.00-KTN-011-11. *Klassifikator defektov magistral'nykh i tekhnologicheskikh truboprovodov* [RD-23.040.00-KTN-011-11. Classifier of Main and Technological Pipelines Defects]. Moscow, OAO «AK «Transneft» Publ., 2013. 88 p. [in Russian].

4. Bussugu U.D. *Problemy sozdaniya podvodnykh sistem kontrolya za sostoyaniem morskikh truboprovodov* [Problems of Creating Underwater Monitoring Systems for the Condition of Offshore Pipelines]. *Vestnik nauki i obrazovaniya — Herald of Science and Education*, 2019, No. 2–2 (56), pp. 93–100. DOI: 10.20861/2312-8089-2019-56-004. [in Russian].

8. SP 107-34-96. *Ballastirovka, obespechenie ustoychivosti polozeniya gazoprovodov na proektnykh otmetkakh* [SP 107-34-96. Ballasting, Ensuring the Stability of the Position of Gas Pipelines at Design Elevations]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 1996. 60 p. [in Russian].

7. *Ballastirovka podvodnykh truboprovodov* [Ballasting of Subsea Pipelines]. *Stroi-spravka.ru*. Available at: <http://stroy-spravka.ru/article/ballastirovka-podvodnykh-truboprovodov> (accessed 06.08.2020). [in Russian].

9. *Vliyaniye na sostoyaniye trub kontsentratorov napryazhenii* [Effect of Stress Concentrators on the Condition of Pipes]. *MoiDoks.ru*. Available at: <https://mydocx.ru/1-117095.html> (accessed 08.08.2020). [in Russian].

10. Zubchenko A.S., Ovchinnikov A.V. *Metodika rascheta predel'no dopustimyykh defektov elementov oborudovaniya i truboprovodov AES* [Methodology for Calculating the Maximum Permissible Defects of Equipment Elements and Pipelines of NPP]. *Voprosy atomnoi nauki i tekhniki. Seriya: obespechenie bezopasnosti AES — Questions of Atomic Science and Technology. Series: NPP Safety Assurance*, 2010, No. 27, pp. 48–53. [in Russian].

11. *Ekspluatatsiya i remont morskikh truboprovodov* [Operation and Repair of Offshore Pipelines]. *Neftgaz.RU*. 20.05.2015. Available at: <https://neftgaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331669-ekspluatatsiya-i-remont-morskikh-truboprovodov> (accessed 09.08.2020). [in Russian].

12. Tulskeya S.G., Kharkovskaya A.A., Aralov E.S. *Perspektivy razvitiya stroitel'stva morskikh truboprovodov i raschet dopustimyykh napryazhenii i deformatsii* [Prospects for the Development of the Construction of Marine Pipelines and the Calculation of Allowable Stresses and Deformations]. *Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikatsii — Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikatsii*, 2018, No. 2 (11), pp. 56–62. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Гулин Денис Алексеевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Denis A. Gulin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: denis.ufa@list.ru

Квицинская Евгения Денисовна, студент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Evgeniya D. Kvitsinskaya, Student of Oil and Gas Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: janeisnotonfire11@gmail.com

Глазков Антон Сергеевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Anton S. Glazkov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: fatglas@mail.ru