

УДК 622.692.4

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-1-39-46

Научная статья

ПРИМЕНЕНИЕ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МОРСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В АРКТИКЕ

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.Н. ЧЕХЛОВРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

При проектировании трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в арктических условиях, в дополнение к использованию традиционных критериев надежности предлагается учитывать способность сооружения сопротивляться повреждениям и развитию локальных отказов в глобальную аварию, которая в технике получила название «живучесть». В статье с применением метода Монте-Карло выполнена оценка живучести морского трубопровода, эксплуатируемого в арктических условиях с длительными периодами автономности, к воздействию внутренней коррозии. Определена степень влияния параметров технических и организационных барьеров безопасности на значения критериев живучести.

Ключевые слова: Арктический шельф, морские трубопроводы, живучесть, риск, барьеры безопасности, имитационное моделирование, метод Монте-Карло, коррозия

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация морских трубопроводов в условиях арктического шельфа наряду с типовыми проблемами трубопроводного транспорта осложняется наличием дополнительных факторов, связанных с экстремальными природно-климатическими условиями Арктики. Например, из-за наличия ледовых образований в течение длительного периода трубопроводы работают автономно без возможности доступа к ним для проведения осмотра, технического обслуживания, текущего и аварийного ремонта. Такая ситуация требует тщательной проработки вопросов безопасности и эксплуатационной надежности данных сооружений на этапе проектирования. Если внешние природные воздействия как правило учитываются в проектных

Original article

SIMULATION MODELING APPLICATION FOR OPERATIONAL RELIABILITY ESTIMATION OF THE SUBSEA PIPELINES IN THE ARCTIC

YU.A. KHARCHENKO, A.N. CHEKHOVRUSSIAN STATEGEOLOGICAL EXPLORATION
UNIVERSITY THEM. SERGO ORDZHONIKIDZE,
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

When designing pipelines intended for operation in Arctic conditions, in addition to the use of traditional reliability criteria, it is proposed to take into account the ability of the structure to resist damage and the development of local failures into a global accident, which in technology is called «robustness». The article uses the Monte-Carlo method to assess the robustness of an offshore pipeline operating in Arctic conditions with long periods of autonomy to the effects of internal corrosion. The degree of influence of the parameters of technical and organizational safety barriers on the values of robustness criteria is determined.

KEYWORDS: Arctic shelf, subsea pipelines, robustness, risk, safety barriers, simulation modeling, Monte-Carlo method, corrosion

решениях, то внутренние «запроектные» воздействия (нарушения технологических режимов) при детерминированном подходе могут быть учтены только через введение дополнительных коэффициентов, как правило, не имеющих достоверного обоснования. Фактически, таким образом делается попытка ввести показатель способности трубопровода сопротивляться разрушению при получении повреждений от запроектных нагрузок, а также препятствовать перерастанию локальных отказов в глобальную аварию. Такая способность сложной конструкции или технического средства реагировать на «запроектные» нагрузки получила название «живучесть» [8]. Поскольку значения большинства параметров воздействия опасных факторов носят вероятностный характер, то для более обоснованной оценки живучести трубопровода необходимо применять вероятностные методы, например методы имитационного моделирования.

Так как определение живучести состоит из двух составляющих, для ее оценки рассмотрено два дополняющих друг друга критерия. Критерий G характеризует способность системы выдерживать повреждения от запроектных воздействий, сохраняя работоспособное состояние (функционирование без отказов).

$$G = \sum_{i=1}^l \sum_{k=1}^p P\langle D_i | H_k \rangle \times P\langle H_k \rangle, \quad (1)$$

где G – первый критерий живучести; $P\langle H_k \rangle$ – вероятность экстремального воздействия на систему; $P\langle D_i | H_k \rangle$ – вероятность i -го сценария развития дефекта; l – сценарии, в которых не происходит отказа.

Способность системы препятствовать перерастанию локального отказа в глобальную аварию определяется соотношением рисков локальных и глобальных последствий и характеризуется критерием G_R . Чем больший вклад в общий риск вносят локальные риски, тем выше степень живучести системы.

$$G_R = \frac{\sum_{i=1}^m R_{\text{лок}i}}{\sum_{i=1}^m R_{\text{лок}i} + \sum_{j=1}^n R_{\text{глоб}j}}, \quad (2)$$

где G_R – второй критерий живучести; $R_{\text{лок}i}$ – риск локальной аварии (инцидента), т.е. аварии, которая не приводит к остановке работы трубопровода; $R_{\text{глоб}j}$ – риск глобальной аварии, которая приводит к прекращению эксплуатации трубопровода.

$$R_{\text{лок}i} = \sum_{k=1}^p U_{\text{лок}i}(D_i) \times P\langle D_i | H_k \rangle \times P\langle H_k \rangle, \quad (3)$$

где $P\langle H_k \rangle$ – вероятность экстремального воздействия на систему; $P\langle D_i | H_k \rangle$ – вероятность i -го сценария развития дефекта; $U_{\text{лок}i}(D_i)$ – локальный ущерб от i -го сценария развития дефекта.

$$R_{\text{глоб}j} = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p U_{\text{глоб}j}(F_j) \times P\langle F_j | D_i | H_k \rangle \times P\langle D_i | H_k \rangle \times P\langle H_k \rangle, \quad (4)$$

где $P\langle F_j | D_i | H_k \rangle$ – вероятность j -го сценария эскалации аварии при отказе; $U_{\text{глоб}j}(F_j)$ – глобальный ущерб от j -го сценария эскалации аварии.

Для повышения живучести системы, значения критериев должны стремиться к 1. Из представленных выше формул очевидно, что предлагаемые критерии носят вероятностный характер, и это позволяет оценить живучесть трубопровода в условиях высокого уровня неопределенности в понимании возможной степени интенсивности воздействий. Применение методов имитационного моделирования, в частности метода Монте-Карло, позволяет исследовать различные сценарии развития дефектов и последующей эскалации аварий при отсутствии полного перечня досто-

верных исходных данных о характере и параметрах воздействия инициирующих арктических факторов на морской трубопровод [1].

ВОЗДЕЙСТВИЕ ИНИЦИИРУЮЩЕГО ФАКТОРА

На морской промысловый трубопровод в Арктике могут оказывать воздействия множество инициирующих факторов, способных стать причиной отказа с последующим нарушением функционирования сооружения [10–12]. Для демонстрации возможностей имитационного моделирования в рамках оценки живучести, в качестве примера рассмотрено воздействие внутренней коррозии на морской промысловый нефтегазосборный трубопровод, для которого в течение длительного периода в году может быть ограничен доступ для проведения работ по обслуживанию и ремонту. В качестве экстремального воздействия на систему принято отклонение скорости коррозии от проектных значений из-за ошибок при оценке степени агрессивности флюида.

Внутренняя коррозия морских трубопроводов обусловлена химическим взаимодействием металла труб с агрессивными компонентами перекачиваемой продукции, такими как CO_2 , H_2S , пластовая вода. В результате этого взаимодействия происходит потеря металла, которая приводит к общему утонению стенки (при поверхностной коррозии) или образованию свищей (при точечной коррозии). Скорость данных процессов бывает различной, и при неблагоприятных условиях коррозия может стать причиной нарушения герметичности трубопровода до окончания проектного срока эксплуатации [3, 10].

Функциональным назначением рассматриваемого сооружения является транспортировка заданного объема углеводородов, следовательно, нарушением функциональных свойств является снижение расхода из-за утечки или остановки (снижения объемов) перекачки. Если коррозионный дефект, проявляющийся в виде локальной потери металла, не будет своевременно выявлен при проведении внутритрубной диагностики и ликвидирован методами текущего ремонта [4–6], то возможно его развитие до отказа, заключающегося в разгерметизации трубопровода и утечке углеводородов через образовавшийся свищ. Для сценария, при котором опасный дефект оперативно обнаруживается и устраняется, принято, что функциональные свойства системы сохранены и учитывается только локальный ущерб в виде затрат на проведение ремонтных работ. Все прочие варианты развития рассмотрены в качестве аварийных с учетом глобального ущерба.

Возможные сценарии эскалации аварии включают в себя риски глобального ущерба по следующим причинам:

- снижение пропускной способности трубопровода из-за ограничения рабочего давления на период до устранения дефекта;

- длительная остановка перекачки на период проведения ремонтных работ;
- длительная остановка перекачки в случае обнаружения утечки в период, когда отсутствует возможность проведения ремонтных работ;
- длительная неконтролируемая утечка в случае несрабатывания системы обнаружения утечек.

Для последнего из перечисленных сценариев актуальна угроза для технологической платформы и судов в случае реализации риска по воспламенению газовой смеси.

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАРЬЕРОВ БЕЗОПАСНОСТИ

Барьеры безопасности – это технические решения, организационно-технические или организационно-управленческие мероприятия, направленные на предотвращение или снижение влияния на безопасность морского трубопровода природных и техногенных факторов, способных оказать негативное воздействие на работоспособность сооружения. Перечень типовых методов борьбы с внутренней коррозией для промыслового трубопровода представлен в таблице 1.

Логика функционирования группы барьеров, препятствующих возникновению коррозионного дефекта при экстремальном воздействии и развитию дефекта до отказа, описывается деревом отказов (рис. 1), барьеров безопасности, препятствующих эскалации отказа до глобальной аварии со значительными ущербами, – деревом событий (рис. 2).

Качественно опишем один из самых негативных сценариев с наибольшими значениями глобального ущерба [9]: скорость коррозии превышает проектные значения; точность системы мониторинга коррозии не позволяет принять верные решения по корректировке расхода ингибитора; эффективности ингибитора недостаточно для снижения интенсивности разрушения до требуемых значений; дефект не обнаружен методами диагностики; происходит разгерметизация трубопровода; нарушение целостности зафиксировано системой обнаружения утечек; отсутствует возможность ликвидировать отказ сразу после обнаружения, требуется остановка перекачки; ликвидация

отказа осуществляется методами аварийного ремонта в сезон открытой воды.

Аналогичным образом могут быть описаны и все прочие сценарии развития дефектов и отказов. Для определения степени живучести сооружения по рассматриваемому иницирующему фактору необходимо количественно оценить вероятности реализации каждого из возможных сценариев. Чтобы выполнить данные вычисления требуется знать вероятности срабатывания/несрабатывания рассматриваемых барьеров безопасности. В зависимости от наличия и полноты информации вероятности предлагается задавать одним из следующих способов:

- по значению коэффициента готовности/эффективности материала или оборудования;
- по известному закону распределения вероятности воздействия опасного фактора или срабатывания барьера безопасности;
- методами моделирования.

Для повышения достоверности результатов вероятностного анализа при формировании исходных данных следует опираться на статистические данные, полученные по результатам эксплуатации аналогичных объектов на шельфе незамерзающих морей или на суше, с учетом наблюдаемых на практике отклонений параметров от проектных значений, фактической эффективности оборудования и материалов.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

С целью оценки влияния отдельных барьеров безопасности на степень живучести всей системы были выполнены расчеты с учетом различных сочетаний значений их основных параметров (табл. 2).

Имитационное моделирование методом Монте-Карло воздействия внутренней коррозии на морской трубопровод осуществлялось с использованием генератора случайных чисел. Было смитировано 10000 сочетаний следующих параметров:

- отклонение скорости внутренней коррозии от проектного значения (нормальное распределение);
- время возникновения отказа (равномерное распределение);

ТАБЛИЦА 1.

Барьеры безопасности для борьбы с внутренней коррозией [2, 10]

Иницирующий фактор	Возможные дефекты	Барьеры безопасности		
		Технические	Организационно-технические	Организационно-управленческие
Внутренняя коррозия	Потеря металла	– Внутреннее антикоррозионное покрытие – Коррозионностойкие стали – Увеличенная толщина стенки труб	– Ингибирование	– Мониторинг скорости коррозии – Периодический внешний осмотр, обслуживание и ремонт – Периодическая диагностика

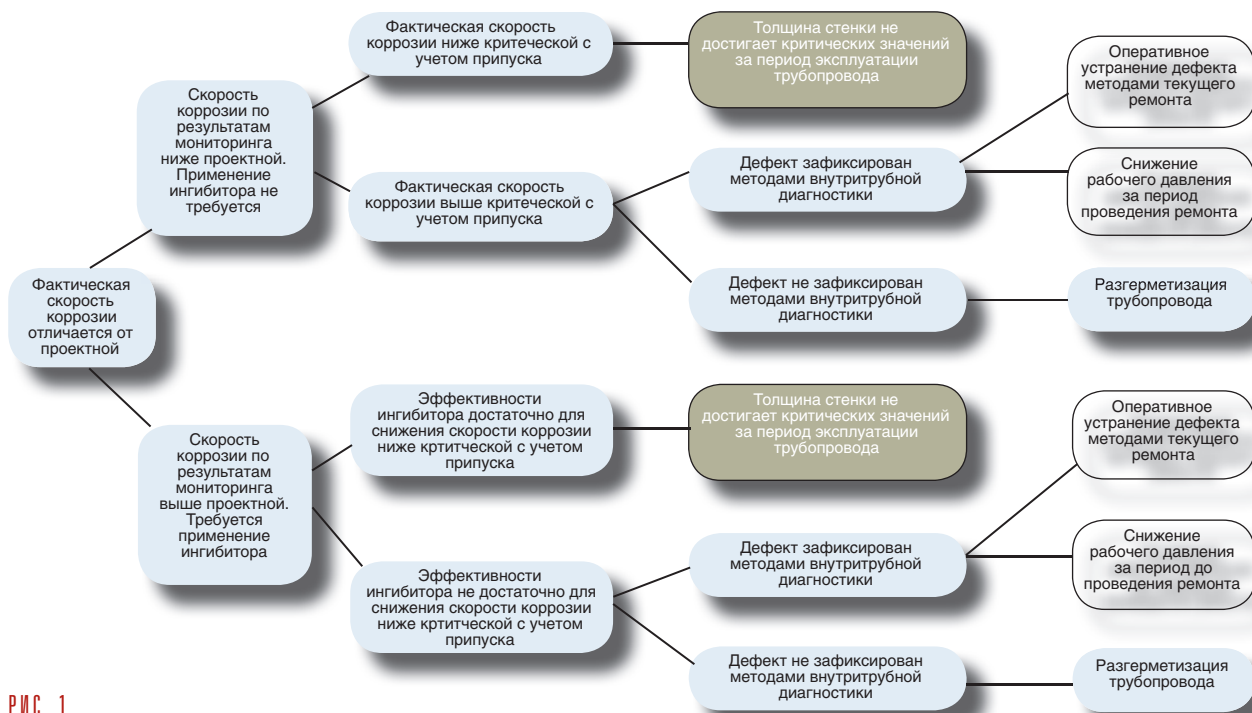


Рис. 1. Дерево отказов



Рис. 2. Дерево событий

ТАБЛИЦА 2. Параметры барьеров безопасности

№	Барьер безопасности	Параметр	Значение		
			1	2	3
1	Увеличенная толщина стенки трубы	Припуск на коррозию, мм	5	10	15
2	Мониторинг скорости коррозии	Погрешность, %	50	30	10
3	Ингибирование	Эффективность, %	50	75	90
4	Внешний осмотр	Периодичность, раз в год	3	6	12
5	Система обнаружения утечек	Чувствительность обнаружения, % от расхода	1,5	1,0	0,5
6	Диагностика	Период между диагностиками, лет	3	2	1
7		Минимальный размер обнаруживаемого дефекта, мм	1,5	1,0	0,5
8		Погрешность, %	30	20	10
9	Ремонтная система	Период функционирования	Круглогодично / сезон открытой воды		

- расход флюида (нормальное распределение);
- размер дефекта (нормальное распределение).

Каждому сочетанию соответствует определенный сценарий развития дефекта и отказа с конкретными численными значениями вероятностей срабатывания барьеров безопасности. Поэтому, двигаясь по ветвям дерева отказов и дерева событий, возможно определить значения локальных и глобальных ущербов, характерных для данного сценария, и соответствующие значения вероятностей. Получив результаты моделирования всей совокупности сценариев, появляется возможность оценки живучести трубопровода с рассматриваемым набором барьеров безопасности к экстремальным воздействиям как по способности сохранять функциональные свойства (G), так и по критерию G_R , характеризующему соотношение рисков локальных и глобальных ущербов.

Было рассмотрено несколько сочетаний значений параметров барьеров безопасности морского промыслового трубопровода, что позволяет провести анализ влияния различных защитных мер на значения критериев живучести трубопровода и сделать выводы о наиболее перспективных направлениях повышения данных показателей. Для оценки влияния на критерии основных исходных данных также было рассмотрено несколько вариантов их значений (табл. 3) при фиксированных параметрах барьеров безопасности.

Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 3–5. Анализ полученных результатов указывает на наличие следующих основных закономерностей:

- исключительно на критерий G оказывает влияние изменение параметров ингибирования и мониторинга скорости коррозии (только при малых значениях припуска на коррозию);
- исключительно на критерий G_R оказывает влияние изменение параметров системы обнаружения утечек, периодичности проведения внешнего осмотра и системы проведения ремонтных работ (влияние крайне существенное), а также расхода транспортируемого продукта и продолжительности ледового сезона;

- на критерии G и G_R оказывает влияние изменение толщины стенки труб и параметров диагностики, а также средних значений скорости внутренней коррозии и размера дефектов;
- для параметра периодичности диагностики зафиксирована некорректная зависимость: уменьшение значения критерия G_R при более частом проведении работ, что связано с принятым правилом по выполнению ремонтных работ в случае, если расчетная толщина стенки на момент следующей диагностики достигнет критических значений. Таким образом, предложенный метод имитационного моделирования позволяет не только выбрать оптимальные значения параметров барьеров безопасности, но и принять обоснованные решения по корректировке эксплуатационных процедур.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный в статье метод имитационного моделирования показал свою эффективность применительно к оценке эксплуатационной надежности морского промыслового трубопровода в условиях длительной автономной работы, поскольку позволил выявить важные закономерности, интуитивно не очевидные, но позволяющие целенаправленно управлять степенью надежности сооружения на этапе проектирования путем регулирования параметров барьеров безопасности. Более широкое применение вероятностных методов при проектировании морских трубопроводов позволяет количественно оценить эксплуатационные риски, а также обеспечить высокую степень способности сооружения сохранять работоспособность при экстремальных воздействиях в условиях арктического шельфа за счет обоснованного подбора соответствующих барьеров безопасности.

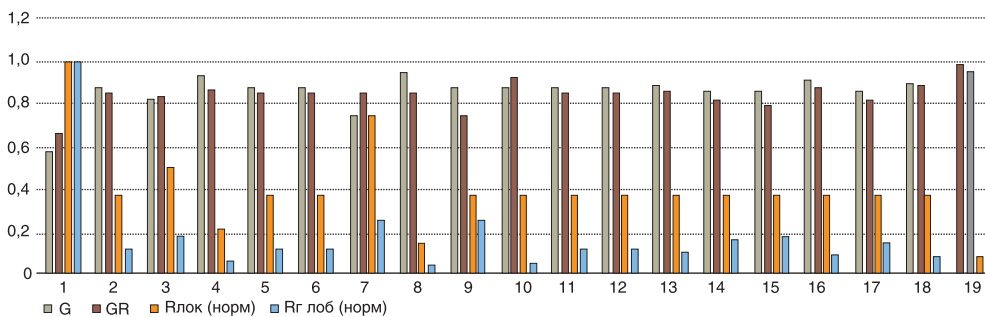
ЛИТЕРАТУРА

1. Беккер А.Т., Сабодаш О.А. Имитационная модель воздействия дрейфующих торосов на морское дно и подводные трубопроводы // Труды Дальневосточного государственного технического университета. 2004. № 137. С. 84–93.
2. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, клас-

ТАБЛИЦА 3.

Варианты основных исходных данных

№	Исходные данные	Значение		
		1	2	3
1	Среднее значение отклонения фактической скорости коррозии от проектного значения, мм/год	0,8	0,5	0,3
2	Среднее значение расхода жидкости, м³/год	1800000	1200000	600000
3	Продолжительность сезона открытой воды, мес.	2	5	7
4	Среднее значение диаметра дефекта, мм	0,5	1	1,5



G	0,58325	0,87810	0,83048	0,93300	0,87810	0,87810	0,75620	0,95124	0,87810	0,87810	0,87810	0,87810	0,88543	0,85890	0,84440	0,91393	0,85923	0,89883	0,98536
GR	0,66670	0,85453	0,84290	0,86699	0,85453	0,85453	0,85453	0,85453	0,74563	0,92181	0,85451	0,85567	0,85569	0,82259	0,80477	0,88139	0,82385	0,83949	0,95524
Флок (норм.)	1,00000	0,37675	0,50000	0,22163	0,37675	0,37675	0,75349	0,15070	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,08365
Рг лоб (норм.)	1,00000	0,12829	0,18541	0,06801	0,12829	0,12829	0,25659	0,05132	0,25709	0,06393	0,12831	0,12711	0,11592	0,16253	0,18282	0,10142	0,16113	0,09353	0,00831

Круглогодичный ремонт	Увеличенная толщина стенки трубы	1	1	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Мониторинг скорости коррозии	2	1	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Ингибирование	3	1	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Внешний осмотр	4	1	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	3
	Система обнаружения утечек	5	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Диагностика	6	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	3
		7	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	3
	8	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	3
Параметры барьеров безопасности	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	3
	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Сочетания параметров барьеров безопасности

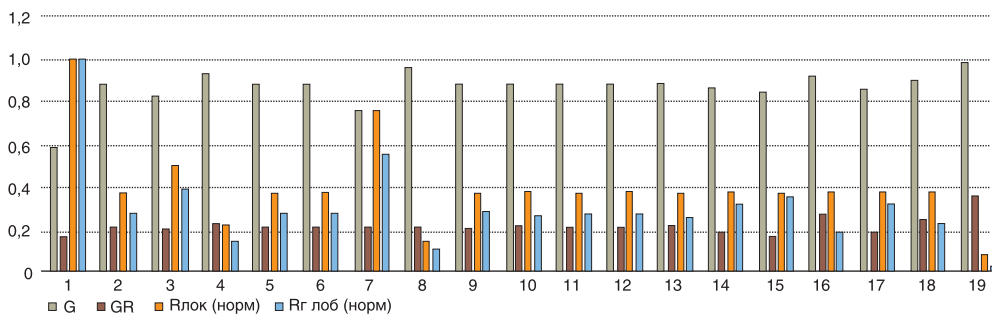
Рис. 3.

Результаты имитационного моделирования для различных значений параметров барьеров безопасности при круглогодичной системе ремонта

сификация, концепции // Журнал безопасность труда в промышленности. 2017. № 5. С. 49–56.

3. Запезалов Д.Н., Вагапов Р.К., Мельситдинова Р.А. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии // Вести газовой науки. 2018. № 4(36). С. 79–86.
4. Лещенко В.В. Анализ актуальных угроз и рисков целостности и безопасной эксплуатации МПТ применительно к деятельности МЭС // Морская наука и техника. 2023. Спец. выпуск № 6. С. 44–47.
5. Лещенко В.В. Особенности диагностирования и ремонта морских подводных нефтегазопроводов // Offshore [Russia]. 2013. № 1 (1). С. 65–67.
6. Мансуров М.Н., Лаптева Т.И. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа // Территория Нефтегаз. 2013. № 6. С. 72–80.
7. Маркин А.Н., Калашников В.И., Сухо-

- верхов С.В., Задорожный П.А. Защита от коррозии мультифазных трубопроводов проекта «Сахалин-2» // Территория Нефтегаз. 2011. № 12. С. 30–33.
8. Махутов Н.А., Резников Д.О., Петров В.П., Куксова В.И. Оценка живучести сложных технических систем // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2009. №3. С. 47–66.
9. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса», утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 сентября 2015 г. № 364.
10. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1(121). С. 42–49.
11. Патент на изобретение RU 2075356 С1. Состав для очистки внутренней полости трубопроводов /



G	0,58325	0,87810	0,83048	0,93300	0,87810	0,87810	0,75620	0,95124	0,87810	0,87810	0,87810	0,87810	0,87810	0,88543	0,85890	0,84440	0,91393	0,85923	0,89883	0,98536
GR	0,16773	0,21506	0,20712	0,22946	0,21506	0,21506	0,21506	0,21506	0,20751	0,21903	0,21506	0,21513	0,22653	0,19111	0,17609	0,27959	0,19113	0,24787	0,36055	
Rлок (норм.)	1,00000	0,37675	0,50000	0,22163	0,37675	0,37675	0,75349	0,15070	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,37675	0,08865
Rг лоб (норм.)	1,00000	0,27712	0,38573	0,14998	0,27712	0,27712	0,55424	0,11085	0,28996	0,27072	0,27712	0,27700	0,25924	0,32136	0,35524	0,19563	0,32132	0,23039	0,03169	

Ремонт в сезон открытой воды	Увеличенная толщина стенки трубы	1	1	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	
	Мониторинг скорости коррозии	2	1	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Ингибирование	3	1	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Внешний осмотр	4	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Система обнаружения утечек	5	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	Диагностика	6	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	2	2	2	3
		7	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	2	2	3
	Параметры барьеров безопасности	8	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	2	2	3
1		1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	3	3	

Сочетания параметров барьеров безопасности

РИС. 4.

Результаты имитационного моделирования для различных значений параметров барьеров безопасности при возможности проведения ремонта только в сезон открытой воды

Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х., Ибрагимов Р.Г., Заирный Д.В., Чукчеев О.А., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М. 20.03.1997. Заявка № 96115909/12 от 22.08.1996.

12. Патент на изобретение RU 2174879 С1. Способ очистки внутренней полости газопровода / Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х., Аббасов Э.М. 20.10.2001. Заявка № 2000125929/12 от 17.10.2000.

13. Патент на изобретение RU 2176568 С1. Способ очистки внутренней полости газопровода / Шахвердиев А.Х. 10.12.2001. Заявка № 2000125928/12 от 17.10.2000.

REFERENCE

1. BECKER A.T., SABODASH O.A. Simulation model of the impact of drifting hummocks on the seabed and underwater pipelines. *Trudy Dal'nevostochnogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2004;137:84–93. (In Russian).

2. ZHUKOV I.S. Safety barriers: idea, classification, con-

cepts. *Zhurnal bezopasnost' truda v promyshlennosti*. 2017;5:49–56. (In Russian).

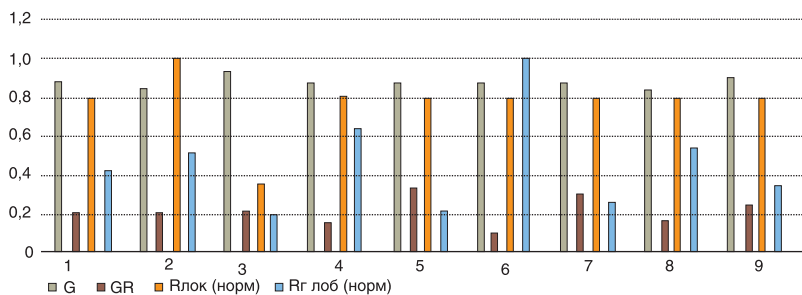
3. ZAPEVALOV D.N., VAGAPOV R.K., MELSITDINOVA R.A. Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for offshore objects. *Vesti gazovoy nauki*. 2018;4(36):79–86. (In Russian).

4. LESHCHENKO V.V. Analysis of current threats and risks to the integrity and safe operation of MPT in relation to the activities of MES. *Morskaya nauka i tekhnika*. 2023;6:44–47. (In Russian).

5. LESHCHENKO V.V. Features of diagnostics and repair of offshore underwater oil and gas pipelines. *Offshore [Russia]*. 2013;1(1):65–67. (In Russian).

6. MANSUROV M.N., LAPTEVA T.I. Problems of reliability and repair of buried subsea pipelines for oil and gaz transport at continental shelf development. *Territoriya Neftegaz*. 2013;6:72–80. (In Russian).

7. MARKIN A.N., KALASHNIKOV V.I., SUKHOVERKHOV S.V., ZADOROZHNY P.A. Corrosion protection of multiphase pipelines of the Sakhalin-2



G	0,87810	0,85283	0,94327	0,87810	0,87810	0,87810	0,87810	0,84098	0,90510
GR	0,21506	0,22009	0,21930	0,15502	0,34120	0,10614	0,30751	0,17868	0,25120
Flow (norm.)	0,80184	1,00000	0,36392	0,80184	0,80184	0,80184	0,80184	0,80184	0,80184
Rglob (norm.)	0,43342	0,52477	0,19186	0,64725	0,22928	1,00000	0,26741	0,54583	0,35397

Ремонт в сезон открытой воды	Увеличенная толщина стенки трубы	1	2	2	2	3	2	2	2	2	2
	Мониторинг скорости коррозии	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2
	Ингибирование	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2
	Внешний осмотр	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Система обнаружения утечек	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Диагностика	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		7	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		8	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Скорость коррозии	9	2	1	3	2	2	2	2	2	2
	Расход	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Сезон открытой воды	11	2	2	2	1	3	2	2	2	2
	Диаметр дефекта	12	2	2	2	2	2	1	3	2	2
Параметры барьеров безопасности	1	2	2	2	2	2	2	1	3		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		

Сочетание исходных данных

РИС. 5.

Результаты имитационного моделирования для различных значений основных исходных данных

project. *Territoriya Neftegaz*. 2011;12:30–33. (In Russian).

- МАХНУТОВ N.A., РЕЗНИКОВ D.O., ПЕТРОВ V.P., КУКОВА V.I. Assessment of the survivability of complex technical systems. *Problemy bezopasnosti i chrezvychajnyh situacij*. 2009;3:47–66. (In Russian).
- Safety Guide «Methodology for analyzing the risk of accidents at hazardous production facilities of the offshore oil and gas industry». 2015:364. (In Russian).
- ХАРЧЕНКО Ю.А., ЧЕХЛОВ А.Н. Offshore pipelines on the Arctic shelf: hazard identification and safety barriers. *Delovoj zhurnal Neftegaz. RU*. 2022; 1(121):42–49. (In Russian).
- Patent for invention RU 2075356 C1. Composition for cleaning inner space of pipelines. Mirzajanzade A.Kh., Shakhverdiev A.Kh., Ibragimov R.G., Zazirny D.V., Chukcheev O.A., Panakhov G.M., Suleymanov B.A., Abbasov E.M. 03/20/1997. Application N96115909/12

dated 08/22/1996.

- Patent for invention RU 2174879 C1. Gas pipeline inner space cleaning method. Panakhov G.M., Shakhverdiev A.Kh., Abbasov E.M. October 20, 2001. Application N 2000125929/12 dated 10/17/2000.
- Patent for invention RU 2176568 C1. Method for cleaning gas pipeline inner cavity. Shakhverdiev A.Kh. 12/10/2001. Application No. 2000125928/12 dated 10/17/2000.

Харченко Юрий Алексеевич, д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений РГГРУ имени Серго Орджоникидзе

Чехлов Александр Николаевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений РГГРУ имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
 117997, Moscow st. Miklouho-Maklaya, 23