

DOI: 10.26896/1028-6861-2019-85-2-48-54

АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В АРКТИЧЕСКИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

© Николай Андреевич Махутов¹, Александр Михайлович Большаков²,
Марина Ивановна Захарова²

¹ Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва, Россия; e-mail: kei51@mail.ru

² Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова СО РАН, г. Якутск, Россия; e-mail: a.m.bolshakov@mail.ru, marine3@yandex.ru

*Статья поступила 2 марта 2018 г. Поступила после доработки 24 апреля 2018 г.
Принята к публикации 14 июня 2018 г.*

В условиях сурового климата Арктики вероятность аварийных ситуаций возрастает. Поэтому решение задач, связанных с оценкой риска аварий объектов нефтегазового комплекса в арктических зонах на основе критериев приемлемого риска, имеет особое значение. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций сопровождается выбросом значительного количества нефтепродуктов, что представляет серьезную экологическую опасность, а также может привести к значительным разрушениям и гибели людей в результате пожара и взрыва. Поэтому целью исследования явилось развитие методов анализа и оценки риска аварий резервуаров и газопроводов при низких температурах для повышения промышленной безопасности опасных производственных объектов, работающих в условиях Севера, Арктики. Представлены результаты анализа хрупкого разрушения и оценки риска аварий резервуаров и газопроводов в арктических климатических условиях. Статистическая обработка данных аварий позволила выявить основные причины разрушений резервуаров и газопроводов, разработать «дерево отказов» хрупкого разрушения резервуаров, «дерева событий» взрыва резервуаров и истечения газа из газопровода с определением частот реализации сценариев, предназначенных для количественной оценки риска. Статистические записи аварий и опыт предшествующих анализов риска вносят полезный вклад в процесс идентификации опасности. В работе основное внимание уделено сценарному подходу к решению задач идентификации опасностей и оценке вероятностей (частот) аварийных ситуаций на основе анализа и систематизации статистических данных по авариям на резервуарах и газопроводах при низких температурах окружающей среды — методом «деревьев событий» и «деревьев отказов». Эти методы позволяют найти наиболее критический вариант развития событий и оценить ожидаемый риск от аварий. Оценка риска аварий опасных производственных объектов в арктической зоне позволит оценить опасности с неприемлемым уровнем риска и разработать рекомендации и меры по их уменьшению.

Ключевые слова: хрупкое разрушение; оценка риска; частота аварийных ситуаций; низкие температуры.

ACCIDENT RISK ANALYSIS OF OIL AND GAS FACILITIES IN ARCTIC CLIMATIC CONDITIONS

© Nikolay A. Makhutov¹, Aleksander M. Bol'shakov², Marina I. Zakharova²

¹ Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; e-mail: kei51@mail.ru

² V. P. Larionov Institut of Physical-Technical Problems of the North, Siberian Branch of the RAS, Yakutsk, Russia; e-mail: a.m.bolshakov@mail.ru, marine3@yandex.ru

Received March 2, 2018. Revised April 24, 2018. Accepted June 14, 2018.

The probability of occurring emergency situations increases in conditions of severe climate of the Arctic. Therefore, addressing the problems related to the risk assessment of accidents at oil and gas facilities in the Arctic zones based on acceptable risk criteria is of particular importance. Uncontrollable development of emergency situations is followed by emission of a significant amount of oil products and constitutes serious ecological danger, and also can lead to considerable destructions and death of people resulted from fire and explosion. Therefore, the goal of the study is development of the methods for analysis and assessment of the risk of accidents in reservoirs and gas pipelines at low temperatures to increase the industrial safety of hazardous production facilities operating in conditions of the Arctic North. The results of brittle fracture analysis and accident risk assessment for reservoir and gas pipeline under arctic climatic conditions are presented. Statistical data processing of accidents allowed us to determine the rupture sources, develop a "fault tree" of brittle fracture of reservoirs, "event trees" of reservoir explosion and gas outflow

from a gas pipeline, with allowance for the frequency of scenarios for quantitative risk assessment. Currently the probabilistic approach is considered one of the most promising. Accident statistics and experience of previous risk analyses can provide a useful contribution to the process of hazard identification. We focus on the scenario approach to the problems of hazard identification and assess the probability (frequency) of emergencies proceeding from the analysis and systematization of the statistical data on the accidents on reservoirs and gas pipelines at low ambient temperatures using the “event trees” and “fault trees” which provide determination of the most critical scenario and expected risk from accidents. Thus, risk assessment of accidents at hazardous production facilities in the Arctic zone using criteria of acceptable risk will allow estimation of hazards with unacceptable level of risk and development of recommendations and measures to reduce them.

Keywords: brittle fracture; risk assessment; frequency of emergency situations; low temperatures.

Арктика — кладёз неразработанных энергоресурсов — нефти и газа. При этом добыча природных ресурсов в Арктике крайне сложна и опасна, поскольку в условиях сурового климата вероятность аварийных ситуаций возрастает.

В сибирской части Арктики зимой развивается антициклоническая циркуляция, отмечаются очень низкие температуры воздуха, небольшая облачность, незначительное количество осадков и слабые или умеренные ветры. Средние температуры самого холодного зимнего месяца — января — составляют -45 — -50 °С. Минимальные температуры в этих районах иногда достигают -55 — -60 °С. В результате сильного выхолаживания поверхности возникают инверсии температуры воздуха [1].

Для элементов технических систем, эксплуатируемых в условиях Арктики, определяющим опасным фактором являются низкие температуры атмосферного воздуха, которые ухудшают основные физико-механические свойства конструкционных материалов, повышают их склонность к хрупкому разрушению как потенциальному источнику возможных аварий [2]. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса может привести к значительным разрушениям и к гибели людей.

Анализ риска — один из существенных компонентов обеспечения безопасности — проводится для выявления отдельных источников опасности и оценки потенциального ущерба, которые они могут причинить населению, окружающей среде и хозяйственным объектам [3].

Анализ аварий резервуаров и оценка экологического риска от разлива нефтепродуктов в условиях Арктики

Республика Саха (Якутия) наиболее контрастно демонстрирует присущие районам Арктики природно-климатические факторы [4]. Ее территория составляет пятую часть территории всей России, причем 40 % ее площади находится за Северным полярным кругом, а в районе Оймякона — Верхоянска находится «полюс холода» Се-

верного полушария, где температура зимой доходит до -70 °С. При этом практически вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, глубина которой местами достигает 500 м и более.

По результатам анализа аварий резервуаров, произошедших при низких температурах на территории Республики Саха (Якутия) с 1979 по 2014 г., выявлены основные причины хрупкого разрушения и разработано «дерево отказов» хрупкого разрушения резервуаров [5] (рис. 1).

Распределение основных причин хрупкого разрушения резервуаров при низких температурах таково: использование кипящей стали ВСтЗкп — 6,25 %; сквозные трещины — 31,25 %; неравномерная осадка основания резервуара — 18,75 %; охрупчивание материала резервуара из-за низких температур — 31,25 %; механические внешние воздействия — 6,25 %; старение металла — 6,25 %.

По результатам анализа статистических данных по авариям частота хрупкого разрушения резервуаров при экстремально низких температурах составляет $1,0 \cdot 10^{-4}$ год⁻¹ [5].

Экологический риск R_e от разлива нефтепродукта при хрупком разрушении резервуара определяется как произведение величины ущер-

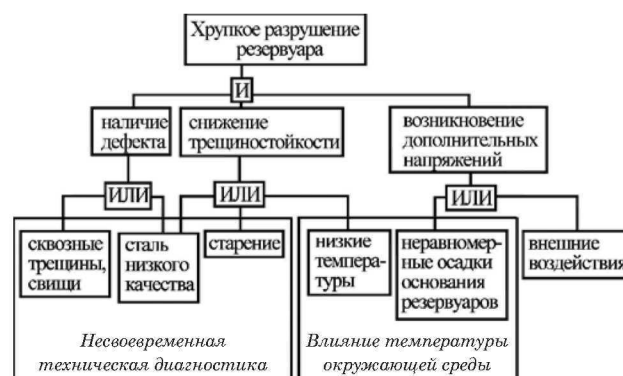


Рис. 1. «Дерево отказов» хрупкого разрушения резервуаров при низких температурах

ба $Y_{\text{рн}}$ на частоту хрупкого разрушения резервуара $\lambda_{\text{хр}}$ [6]:

$$R_e = Y_{\text{рн}} \lambda_{\text{хр}}. \quad (1)$$

Аналогично оценивается материальный риск при хрупком разрушении резервуара:

$$R_m = Y_m \lambda_{\text{хр}}, \quad (2)$$

$$Y_m = Y_{m1} + Y_{m2}, \quad (3)$$

где Y_{m1} — материальный ущерб от разрушения резервуара, руб.; Y_{m2} — ущерб от потерь нефтепродукта, руб.

Анализ разрушений резервуаров при низких температурах (ниже -50°C) эксплуатации показывает, что предельное состояние сооружения определяется как хрупкое разрушение, имеющее внезапный характер и происходящее при низкой температуре. Аварии сопровождаются выбросом значительного количества нефтепродуктов и представляют серьезную экологическую опасность. В силу природно-климатических условий мерзлотные почвы Арктики отличаются слабой устойчивостью к нефтяному загрязнению. Продолжительность самовосстановления почвы при среднем уровне загрязнения нефтепродуктами в условиях Севера, Арктики разные исследователи оценивают сроком от 10 до 15 лет [7].

Таким образом, к резервуарам, эксплуатирующимся в условиях низких климатических температур, предъявляются требования обеспечения хладостойкости материала и минимизации экологических рисков от разлива нефтепродуктов.

Решение проблемы реабилитации нарушенных экосистем должно опираться на комплексный подход, включающий экологический мониторинг загрязнений водных бассейнов, почвогрунтов, донных осадков, разработку на его основе интегрированных технологий реабилитации, контроль их эффективности и качества очистки [8].

Оценка индивидуального риска от аварий резервуаров методом «деревьев событий»

Вероятностный метод считается одним из наиболее перспективных. Статистические записи аварий и опыт предшествующих анализов риска могут обеспечить полезный вклад в процесс идентификации опасности. Основные задачи этапа идентификации опасностей — выявление и четкое описание всех источников опасностей и путей — сценариев их реализации. Вероятности

аварий по различным сценариям удобнее всего обобщать методом «деревьев событий». Широкое использование этого метода вызвано простотой и ясностью исходной идеи, используемой при постановке задачи моделирования.

Построение «дерева событий» позволяет проследить за последствиями каждого возможного исходного события и вычислить максимальную вероятность главного события от каждого из исходных. Основная ценность метода «дерева событий» связана с возможностью на проектном уровне выявить различные последовательности событий, приводящих к главному, и тем самым определить возможные последствия каждого из исходных событий. В общем случае «деревья событий» являются лишь наглядной иллюстрацией к простейшим вероятностным моделям. Однако они представляют значительный интерес для специалистов, связанных с эксплуатацией, обслуживанием и надзором технических объектов. Имея такую схему, специалист, даже не обладая основательными знаниями по теории вероятностей, может не только найти наиболее критический вариант развития событий, но и оценить ожидаемый риск, если соответствующее «дерево событий» дополнено статистическими данными.

Основная опасность аварий резервуаров, приводящих к катастрофическим последствиям с большим материальным ущербом и гибелью людей, связана с возможностью взрыва и пожара.

В работе [6] по результатам анализа и систематизации данных по авариям на резервуарах с нефтепродуктами при низких температурах разработано «дерево событий» взрыва резервуара (рис. 2). По разработанному «дереву событий» взрыва резервуара оценивается индивидуальный риск при реализации наиболее опасного сценария 4. В зоне действия открытого пламени этот риск составляет $1,35 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1}$ [6].

Пожарный риск для персонала принимается безусловно приемлемым, если индивидуальный риск меньше 10^{-6} год^{-1} , и безусловно неприемлемым, если индивидуальный риск больше 10^{-4} год^{-1} . Если индивидуальный риск находится в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-4} год^{-1} , то принимается, что пожарный риск находится в зоне жесткого контроля [9]. В этой зоне риск считается допустимым только тогда, когда приняты меры, позволяющие снизить его настолько, насколько это практически целесообразно.



Рис. 2. «Дерево событий» взрыва резервуара с нефтепродуктом при отрицательных температурах

Определение характеристик трещиностойкости и оценка сопротивления разрушению трубных сталей

Газопроводы — объекты повышенной опасности из-за наличия большого числа сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Кроме того, они постоянно работают при высоких внутренних давлениях и обеспечивают перемещение значительных объемов веществ в течение всего срока службы. Даже незначительное отклонение условий эксплуатации от расчетных может привести к аварии. Поэтому очень важно проанализировать риски работы газопроводов, особенно при низких температурах воздуха, которые значительно осложняют эксплуатацию газопровода. Такие температуры нарушают технологические режимы транспортировки газа, а также могут вызвать аварийную разгерметизацию трубопровода.

По результатам анализа аварий газопроводов при низких температурах установлены их основные причины и вероятности P возникновения: трещина в газопроводе — $P = 0,09$; коррозия — $0,27$; износ трубы — $0,18$; деформации трубы в

результате усталости металла и перепада температур — по $0,09$; отказ задвижки, разрушение шарового крана, разгерметизация стыка между изолирующим фланцевым соединением и фланцем подводящего газопровода — $0,14$; повреждение трубы — $0,14$ [10].

В результате анализа аварий на газопроводах при низких температурах установлено наличие внезапного хрупкого разрушения, т.е. мгновенного распространения магистральной трещины при максимальных эквивалентных напряжениях ниже предела текучести материала. В связи с этим требуются более достоверное определение характеристик трещиностойкости и оценка сопротивления разрушению трубных сталей, применяемых в строительстве магистральных трубопроводов. Для трубопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера, широко применяются низколегированные стали (содержание легирующих элементов $\leq 4\%$), которые обладают достаточно высокими механическими свойствами и сопротивлением хрупкому разрушению.

Исследования и статистический анализ характеристик трещиностойкости проводили на следующих марках трубных сталей: 09Г2С (применяется в строительстве газопроводов диамет-

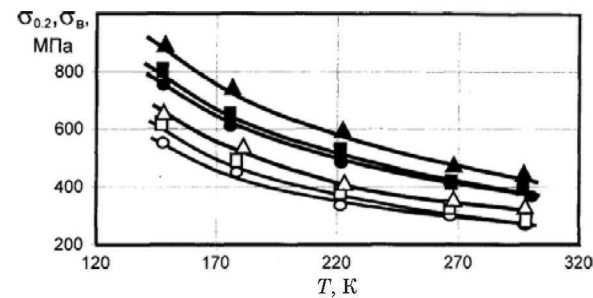


Рис. 3. Температурные зависимости механических свойств металла трубы из стали 09Г2С после различных сроков эксплуатации: ○, □, △ — $\sigma_{0,2}$; ●, ■, ▲ — σ_B ; ○, ● и □, ■ — после 10 и 5 лет эксплуатации; △, ▲ — в состоянии поставки

ром до 530 мм с рабочим давлением до 5,0 МПа); 16Г2САФ (для трубопроводов средней мощности); 18Г2ФБ, 06Г2МБ, 09Г2ФБ (используются для строительства трубопроводов большого диаметра с рабочим давлением 7,5 МПа). Данные стали отличаются высоким уровнем показателей вязкости и хладостойкости [11].

Образцы-свидетели для оценки характеристик трещиностойкости стали 09Г2С вырезали из трех труб. Две из них находились в эксплуатации различное время на линии магистрального газопровода Мастах – Бэргэ – Якутск: труба № 1 (толщина стенки 7 мм) — до 10 лет эксплуатации, труба № 2 (толщина стенки 9 мм) — до 5 лет эксплуатации. Трубу № 3 (толщина стенки 7 мм) импортного изготовления испытывали после заводской поставки. Температурные зависимости прочностных свойств стали 09Г2С приведены на рис. 3.

На рис. 4 представлены температурные зависимости трещиностойкости стали 09Г2С, полученные на образцах с различными сроками эксплуатации. Видно, что с увеличением срока эксплуатации характеристики трещиностойкости снижаются.

Связь трещиностойкости K_c с критическим размером трещины $l_{кр}$ при низких температурах

T, K	$K_c, MPa \cdot mm^{0,5}$	$l_{кр}, mm$
210	1581/1265	14,7/9,4
220	1897/1550	21,1/14,1
230	2530/1739	37,5/17,7
240	3162/2372	58,7/33,0
250	3953/3162	91,7/58,7
260	4743/4111	132/99,1
270	5060/4427	150,2/115

Примечание. В числителе и знаменателе приведены значения для труб после менее и более 10 лет эксплуатации.

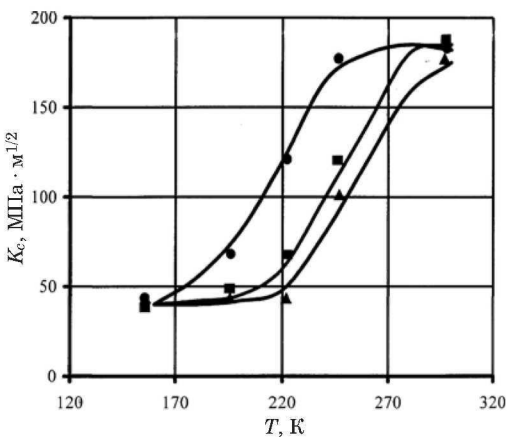


Рис. 4. Температурные зависимости характеристик трещиностойкости металла трубы из стали 09Г2С при разных сроках эксплуатации: ▲ и ■ — после 10 и 5 лет эксплуатации; ● — в состоянии поставки

Показатель K_c трещиностойкости характеризует критическую интенсивность поля напряжений в вершине трещины и связывает разрушающие напряжения σ_p с критическим размером $l_{кр}$ трещины. Для бесконечной пластины с трещиной [12] этот показатель определяется по формуле

$$K_c = \sigma_p \sqrt{\pi l_{кр}}. \tag{4}$$

Оценка критической длины $l_{кр}$ трещины в зависимости от температуры воздуха T и срока эксплуатации $t_{эк}$ представлена в таблице [13]. С понижением температуры критический размер трещины уменьшается.

Необходимым условием для начала процесса лавинообразного протяженного разрыва стенки газопровода при проектном давлении (когда напряжения в теле трубы должны быть заведомо ниже предела текучести используемой стали) является наличие критического сквозного дефекта (трещины), авария сопровождается разрывом газопровода на полное сечение. При разрывах газопровода происходит выброс значительного количества опасного вещества (газа).

Оценка частот аварийных сценариев истечения газа из газопровода при низких температурах

Вероятности аварий, развивающихся по разным сценариям, удобнее всего обобщить методом «дерева событий». Для разработки «дерева событий» истечения газа из газопровода и определения условных вероятностей реализации сценариев (рис. 5) были собраны и проанализированы известные аварии газопроводов, произошедшие при минусовых температурах окружающей среды [6].

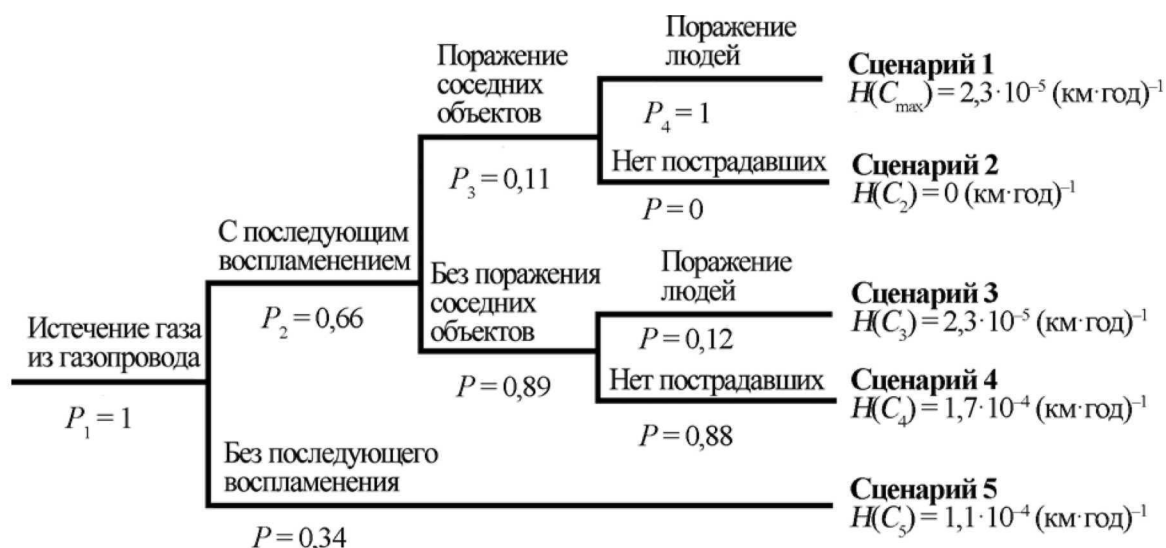


Рис. 5. «Дерево событий» истечения газа из газопровода при отрицательных температурах окружающей среды

Частоту истечения газа из газопровода при низкой температуре оценим по статистике аварий, произошедших при отрицательных температурах на действующей части магистрального газопровода Мастах – Берге – Якутск. Данный газопровод диаметром 530 мм и общей протяженностью 936 км эксплуатируется с 1967 года. За период с 1967 по 2016 г. при отрицательных температурах произошли 12 аварий с истечением газа. По результатам оценки частота истечения газа из газопровода при отрицательных температурах составила $3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (км} \cdot \text{год)}^{-1}$ [5], частота возникновения наиболее опасного сценария 1 $H(C_{\max}) = 2,3 \cdot 10^{-5} \text{ (км} \cdot \text{год)}^{-1}$. Аналогично оценены частоты других сценариев реализации аварии при истечении газа из газопровода (см. рис. 5).

По разработанному «дереву событий» истечения газа из газопровода оценивали экологический риск от загрязнения атмосферы метаном при реализации сценария 5 как произведение величины удельного ущерба на массу аварийного выброса и на частоту возникновения сценария 5 [5]:

$$R_e = Y_e M_r H(C_5), \quad (5)$$

где Y_e — величина удельного ущерба, руб/кг; M_r — масса аварийного выброса, кг; $H(C_5)$ — частота возникновения сценария 5 $\text{(км} \cdot \text{год)}^{-1}$ (см. рис. 5).

Аналогично определяли материальный риск от потерь газа $R_{\text{шт}}$ и от проведения ремонтно-восстановительных работ $R_{\text{рвр}}$:

$$R_{\text{шт}} = Y_{\text{шт}} M_r H(C_5), \quad (6)$$

$$R_{\text{рвр}} = Y_{\text{рвр}} M_r H(C_5), \quad (7)$$

где $Y_{\text{шт}}$ — удельный материальный ущерб от потери газа, руб/кг; $Y_{\text{рвр}}$ — затраты на ремонтно-восстановительные работы, руб.

Необходимо отметить, что в сибирской части Арктики при низких температурах воздуха учитываются аномальные условия, определяемые образованием мощных продолжительных температурных инверсий в сочетании со штилем. Эти аномальные условия влияют на процесс рассеивания газа в атмосфере, способствуя его замедлению и образованию взрывоопасных концентраций газа у поверхности Земли. В результате возрастает опасность аварий газопроводов, происходящих по сценарию «истечение газа без последующего воспламенения». Образовавшееся скопление взрывоопасных концентраций газа у Земли в дальнейшем может привести к взрыву и пожару [14].

Повышение промышленной безопасности опасных производственных объектов в условиях Арктики требует всестороннего учета влияния специфических для данного района природно-климатических факторов на параметры риска. Оценка риска аварий опасных производственных объектов в Арктической зоне на основе критериев приемлемого риска позволит оценить опасности с неприемлемым уровнем риска и послужит основой для разработки рекомендаций и мер по уменьшению опасностей в условиях сурового климата Арктики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арктика / Большая советская энциклопедия. Изд. 3-е. Т. 2. Ангола — Варзас / Гл. ред. А. М. Прохоров. — М.: Сов. энцикл., 1970. С. 203 – 205.

2. Махутов Н. А., Лыглаев А. В., Большаков А. М. Хладостойкость: метод инженерной оценки. — Новосибирск: Наука, 2011. — 195 с.
3. Акимов В. А., Лапин В. Л., Попов В. М. и др. Надежность технических систем и техногенный риск: учебное пособие. — М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. — 368 с.
4. Махутов Н. А., Гаденин М. М., Лебедев М. П., Большаков А. М., Аммосов А. П., Сыромятникова А. С., Захарова М. И., Пермяков П. П., Гляднецова Ю. С., Чалая О. Н., Лифшиц С. Х., Зуева И. Н. Особенности возникновения чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне России и пути их парирования на основе концепции риска / Арктика: экология и экономика. 2014. № 1(13). С. 10 – 29.
5. Захарова М. И. Анализ и оценка риска аварий резервуаров и газопроводов при низких температурах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2015.
6. Захарова М. И. Анализ риска аварий резервуаров и газопроводов в условиях Севера / Безопасность труда в промышленности. 2015. № 2. С. 54 – 64.
7. Маркарова М. Ю. Скорость очищения почв от нефти в условиях Севера / Вестник Башкир. ун-та. 2000. № 1. С. 48 – 51.
8. Махутов Н. А., Лебедев М. П., Большаков А. М., Захарова М. И., Гляднецова Ю. С., Зуева И. Н., Чалая О. Н., Лифшиц С. Х. Прогнозирование возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса и ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в арктических климатических условиях / Арктика: экология и экономика. 2016. № 4(24). С. 90 – 99.
9. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. — М.: ВНИИПО, 2006.
10. Махутов Н. А., Большаков А. М., Захарова М. И. Возможные сценарии аварийных ситуаций на резервуарах и трубопроводах при низких температурах эксплуатации / Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2015. Т. 81. № 3. С. 49 – 53.
11. Большаков А. М. Вероятностные методы оценки хрупкого разрушения стальных конструкций. — Якутск: ИФТП Севера им. В. П. Ларионова СО РАН, 2011. — 112 с.
12. Чуви́льдеев В. Н., Вирясова Н. Н. Деформация и разрушение конструкционных материалов: проблемы старения и ресурса. — Н. Новгород: ННГУ, 2012. — 67 с.
13. Большаков А. М., Захарова М. И. Идентификация опасностей эксплуатации газопроводов при низких температурах / Вестник машиностроения. 2015. № 10. С. 53 – 56.
14. Захарова М. И. Анализ аварий с истечением газа из магистральных газопроводов и с последующим рассеиванием при аномальных метеоусловиях Севера / Безопасность жизнедеятельности. 2016. № 1. С. 50 – 54.
2. Makhutov N. A., Lyglaev A. V., Bol'shakov A. M. Cold resistance: Method of an engineering assessment. — Novosibirsk: Nauka, 2011. — 195 p. [in Russian].
3. Akimov V. A., Lapin V. L., Popov V. M., et al. Reliability of technical systems and technogenic risk: tutorial. — Moscow: ZAO FID "Delovoj ehkspress", 2002. — 368 p. [in Russian].
4. Makhutov N. A., Gadenin M. M., Lebedev M. P., Bol'shakov A. M., Ammosov A. P., Syromyatnikova A. S., Zakharova M. I., Permyakov P. P., Glyaznetsova Yu. S., Chalaya O. N., Lifshits S. Kh., Zueva I. N. Occurrence peculiarities of emergency situations in the Arctic zone of Russia and a way of their parrying on the basis of the risk concept / Arktika: Ékol. Ékon. 2014. N 1(13). P. 10 – 29 [in Russian].
5. Zakharova M. I. Accidents risk analysis of reservoirs and gas pipelines at low temperatures: author's abstract of candidate's thesis. — Ufa, 2015. [in Russian]
6. Zakharova M. I. Accidents risk analysis of reservoirs and gas pipelines in the conditions of the North / Bezopasn. Truda Promyshl. 2015. N 2. P. 54 – 64.
7. Markarova M. Yu. Clarification speed of soils from oil in the conditions of the North / Vestn. Bashkir. Univ. 2000. N 1. P. 48 – 51 [in Russian].
8. Makhutov N. A., Lebedev M. P., Bol'shakov A. M., Zakharova M. I., Glyaznetsova Yu. S., Zueva I. N., Chalaya O. N., Lifshits S. Kh. Forecasting of emergency situations on objects of an oil and gas complex and mitigation of consequences of emergency oil spills in the Arctic climatic conditions / Arktika: Ékol. Ékon. 2016. N 4(24). P. 90 – 99 [in Russian].
9. Fire Risk Assessment Guide for Industrial Enterprises. — Moscow: VNIPO, 2006 [in Russian].
10. Makhutov N. A., Bolshakov A. M., Zakharova M. I. Possible scenarios of accidents in reservoirs and pipelines at low operating temperature / Inorganic materials. 2016. Vol. 52. N 15. P. 1524 – 1528.
11. Bol'shakov A. M. Probabilistic methods of fragile destruction assessment of steel structures. — Yakutsk: IFTP Severa im. V. P. Larionova SO RAN, 2011. — 112 p. [in Russian].
12. Chuvil'deev V. N., Viryasova N. N. Deformation and destruction of constructional materials: problems of aging and resource. — Nizhnii Novgorod: NNGU, 2012. — 67 p. [in Russian].
13. Bol'shakov A. M., Zakharova M. I. Operational risks for gas pipelines at low temperatures / Russ. Eng. Res. 2016. Vol. 36. N 1. P. 35 – 38.
14. Zakharova M. I. Accidents analysis of with the expiration of gas from the main gas pipelines and with the subsequent dispersion under abnormal meteoconditions of the North / Bezopasn. Zhiznedeyat. 2016. N 1. P. 50 – 54 [in Russian].

REFERENCES

1. Arctic / Great Soviet Encyclopaedia. 3rd ed. Vol. 2. Angola — Barzas. / A. M. Prohorov (editor-in-chief). — Moscow: Sovetskaya Entsiklopediya, 1970. P. 203 – 205 [in Russian].