

Малинкин Евгений Витальевич - инженер –исследователь Сибирский государственный университет телекоммуникаций и информатики, Российская Федерация, 630102, г. Новосибирск, ул. Кирова, 86.

Петров Михаил Николаевич – профессор, главный научный сотрудник Сибирского государственного университета науки и технологии им. М.Ф. Решетнева, (Российская Федерация, 660037, г. Красноярск, просп. им. газ. «Красноярский рабочий», 31), т. 8 (391) 293 -20-70, e-mail: mnp_kafes@mail.ru.

УДК 551.345; 519.816

DOI: 10.36535/0869-4179-2021-04-9

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ И АВАРИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЧЕТКОЙ ОЦЕНКИ РИСКОВ

Кандидат техн. наук *Г.П. Стручкова*,
кандидат физ.-мат. наук *Т.А. Капитонова*,
ведущий инженер *П.В. Ефремов*

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН

Современные нефтегазопроводы, построенные на северных территориях России, эксплуатируются в сложных условиях, при которых показатели надежности и безопасности технических систем снижаются в 2-3,5 раза, затраты на восстановление возрастают в 5-8 раз. Оценка риска может помочь эксплуатирующим организациям определить компоненты риска и выработать соответствующие мероприятия и стратегию для уменьшения опасности и смягчения последствий. Условия функционирования и окружающей среды сильно различаются как во времени, так и в пространстве. Рассматривается исследование, включающее применение анализа многолетних данных мониторинга отказов и аварий на магистральном газопроводе Мастах – Берге – Якутск с использованием дифференцированной информации по отказам трубопровода.

Ключевые слова: магистральные газопроводы, многолетняя мерзлота, статистический анализ, вероятностные методы, запас прочности.

ANALYSIS OF THE CAUSES OF FAILURES AND ACCIDENTS OF THE MAIN PIPELINE USING A FUZZY RISK ASSESSMENT

Ph.D. (Tech.) *G.P. Struchkova*, Ph.D. (Phys.-Math.) *T.A. Kapitonova*,
leading engineer *P.V. Efremov*

Larionov's Institute of Physical-Technical Problems of the North, SB RAS

Modern oil and gas pipelines, built in the northern territories of Russia, operate in difficult conditions, in which the reliability and safety indicators of technical systems are reduced by 2-3.5 times, the cost of restoration increases by 5-8 times. Risk assessment can help operating organizations identify the components of risk and develop appropriate actions and strategies to reduce the hazard and mitigate the consequences. The conditions of functioning and the environment are very different both in time and in space. In this article, a study was carried out, including the application of the analysis of long-term data for monitoring failures and accidents on the Mastach-Berge-Yakutsk main gas pipeline to assess risks using differentiated information on pipeline failures, taking into account that the operating conditions of the main pipeline change significantly along the route.

Keywords: main gas pipelines, permafrost, statistical analysis, probabilistic methods, residual strength.

Протяженность газотранспортной системы (ГТС) Средне-Вилуйское газоконденсатное месторождение (СВГКМ) – Якутск составляет 2 270 км. Система магистральных газопроводов для подачи природного газа в г. Якутск и газоснабжения прилегающих к трассе газопроводов территорий состоит из трех ниток: участок магистрального газопровода (МГ) Средне - Вилуйское газоконденсатное месторождение (ГКМ) – Мастах – I нитка -1986 г.; II нитка-1989г.; участок МГ Мастах – Берге I нитка 1973 г., II нитка 1988 г.; участок МГ Берге – Якутск I нитка 1968 г., II нитка 1982 г.; участок МГ Берге – Якутск III нитка 2002. Длина одной нитки составляет 466,2 км, диаметр I и II ниток – 530 мм, III нитки – 700 мм. Проектная производительность 2-х ниток – 4,2 млн. м³/сутки, максимальная – 6,3 млн. м³/сутки, 3-й нитки – около 8 млн. м³/сутки. На трассе построены 14 подводных и 16 вантовых переходов, 27 газораспределительных станций (ГРС), 5 опорных пунктов.

Наступление предельных состояний технических систем происходит вследствие развития исходных технологических или эксплуатационных дефектов в результате воздействия рабочих, в том числе аварийных, режимов нагрузок. Для оценки рисков в настоящее время существуют различные методы. Основные из них: феноменологический, детерминистский и вероятностный методы. Разработка методических основ вероятностного моделирования риска трубопроводов является важнейшим направлением теории безопасности и надежности сложных технических систем. В настоящее время как отечественными, так и зарубежными исследователями были приложены большие усилия для оценки ущерба, качественного и количественного выражения риска для МГ как с использованием статистического анализа, так и нечетких моделей [1-15]. Анализу данных и классификации причин аварий и отказов при эксплуатации газопровода «СВГКМ - Мастах - Берге - Якутск» посвящены ряд работ [16-20], нами делается попытка более детально проанализировать специфику аварий с учетом того, что условия эксплуатации МГ значительно меняются вдоль трассы.

Авария на трубопроводе природного газа может вызвать такие последствия, как взрывы, разлет осколков, воздушные волны сжатия, скоростные напоры струй газа, загазованность и пожары с угрозой для жизни живых существ, может быть причиной прямых и косвенных денежных ущербов: потерь доходов от перебоев в поставках и в производстве; затрат на рабочую силу, оборудование и сырье для замены труб и другие производственные повреждения. Размеры этих последствий напрямую отражаются на финансовых счетах газовых компаний, они могут поставить под угрозу финансовое положение компании в зависимости от того, насколько серьезны последствия аварий.

В исследованиях, выполненных по проблеме воздействий факторов природного и техногенного характера на трассу МГ Средне-Вилуйское ГКМ – Мастах – Берге – Якутск

отмечено, что основными причинами возможных отказов и аварий технической системы являются: непредсказуемый характер природных (например, климатических) процессов и неопределенность их проявления на территории расположения объекта, возможные перемещения грунта на слабонесущих участках, действие потока воды при размыве грунта с оголением трубопровода на подводных переходах, многолетнемерзлые грунты; термоэрозия; термокарстовые явления; большая протяженность магистрального газопровода; большая вероятность образования газоконденсатных и гидратных пробок; низкий уровень автоматизации; большой объем технологических трубопроводов выработавших свой ресурс; лесные пожары; вероятные ошибки людей и нарушения технологии (вследствие небрежности, невнимательности, непонимания и т.п.) [1-5].

В работах [3-5] представлен более детальный обзор причин аварий по периодам эксплуатации. Высокие нагрузки и возникновение дефектов в стенке труб приводят к снижению запаса прочности, который определяется как отношение значений параметров прочности (предела прочности и предела текучести) к наибольшему механическому напряжению в стенке трубы. Снижение запасов прочности сокращает ресурс трубопровода, и отрицательно влияет на безопасность при его эксплуатации. В связи с этим анализ и разработка методов обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов, имеющих участки с пониженным запасом прочности, являются достаточно актуальными. Обеспечение безопасности трубопроводов в процессе их эксплуатации можно обеспечить периодическим мониторингом технического состояния и своевременным проведением ремонта.

Модель оценки

В настоящей работе определения факторов (природных, антропогенных, конструктивно-технологических, эксплуатационных), влияющих на вероятность разгерметизации МТ, используются для обоснования дифференцированного подхода к определению степени их влияния на интенсивность аварий и разработки методики оценки локальных интенсивностей аварий на различных участках МТ. Основные причины отказов трубопроводов, эксплуатирующихся в особых климатических условиях Севера разделены на 4 основные группы: природные, механические, дефект материала и другие причины происшествий (ошибки персонала, газогидратные пробки и др.). Некоторые из причин отказов не зависят от времени, например, механические повреждения, в то время как другие зависят от времени, например, в случаях коррозии или усталостных отказов. Интенсивность отказов значительно зависит от проектных неточностей, условий строительства, методов технического обслуживания и окружающей среды. Частота отказов определяется как годовое количество отказов трубопровода на единицу длины линии. Частота отказов для основной причины отказа i определяется количественно с помощью следующего общего уравнения:

$$R_i = \frac{\alpha_i}{m} \sum_{k=1}^m \frac{N_k}{L_k}$$

где N_k - количество аварий на трубопроводах в k -м году; L_k - соответствующая длина трубопроводов в k -м году, км; α_i - процент инцидентов, вызванных основной причиной отказа i ; и m – общее количество лет, за которые доступны данные об инцидентах.

Для целевой трубопроводной системы эти базовые оценки частоты отказов лучше всего получать из данных многолетнего мониторинга газопроводной системы. В качестве примера в работе исследуются отказы на участках 1 и 2 нитки газопровода Берге-Якутск

за период 1968 - 2016 гг. Доля и частота инцидентов отказов по основным причинам отказа 1 и 2 нитки МГ Берге-Якутск представлены в табл. 1.

Для 1 нитки Берге-Якутск наиболее распространенным видом отказа является дефект металла, который является причиной отказа, примерно, в 53% случаях. Около 15% инцидентов связаны с развитием геокриологических процессов на участках, 3% отказов происходит по причине механического повреждения и 28% по разным другим причинам. Для 2 нитки Берге-Якутск наиболее распространенным видом отказа является дефект металла, который является причиной отказа, примерно, в около 83% случаях. Около 13% отказов связаны с механическим повреждением, около 4% инцидентов происходит по причине развития геокриологических процессов на участках и 0% по различным другим причинам.

Таблица 1

Доля и частота инцидентов отказов по основным причинам отказа 1 и 2 нитки МГ Берге-Якутск (Б-Я)

| Участки МГ | Б-Я 1 нитка | Б-Я 1 нитка частота отказов по причине | Б-Я 2 нитка | Б-Я 2 нитка частота отказов по причине |
|----------------------------|-------------|--|-------------|--|
| Причины отказов | % | | % | |
| 3-дефект металла | 0,53125 | 0,001753 | 0,826087 | 0,002939 |
| 1-природные явления | 0,15625 | 0,000516 | 0,043478 | 0,000155 |
| 2-механическое повреждение | 0,03125 | 0,000103 | 0,130435 | 0,000464 |
| 4-другое | 0,28125 | 0,000928 | 0 | 0 |

Таблица 2

Номера участков нитки газопровода, соответствующие километражу

| № участка | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-----------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| км | 90-120 | 120-160 | 160-190 | 190-220 | 220-250 | 250-280 | 280-300 |

Для трубопроводов Севера России характерна высокая протяженность по территории с чрезвычайно контрастными природно-климатическими условиями с активным проявлением целого комплекса сложных геологических процессов взаимодействующих с трубопроводной системой, которые определяют условия эксплуатации. Системы трубопроводов состоят из секций, которые могут быть и различных трубных сталей, строительство таких систем может продолжаться несколько лет, поэтому участки трубопровода могут быть разного возраста. Поэтому, чтобы оценить риск отказов в трубопроводах, целесообразно разделить участки трубопровода на более мелкие, так как некоторые условия значительно меняются вдоль их маршрута [16,21]. Участки трубопровода могут иметь разные уровни риска, при этом вклад основных факторов также может быть разным на каждом участке. Это необходимо учитывать при ранжировании участков по величине рисков, сначала сравнивать сегменты с более высокими рисками по одному какому-либо приоритетному фактору, и далее сравнивать с более низкими рисками по другим факторам. Определяя угрозы, присутствующие в каждом участке нитки трубопровода, можно разработать стратегии для более эффективного снижения рисков.

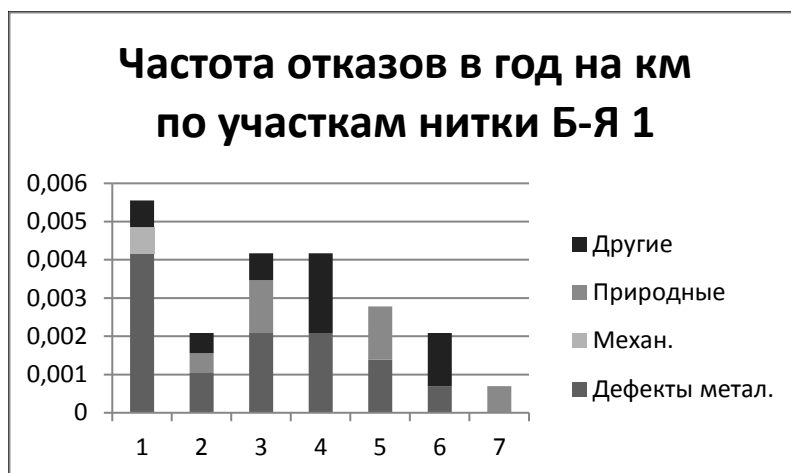


Рис. 1. Частота отказов по участкам 1 нитки газопровода Берге-Якутск с учетом причин отказов

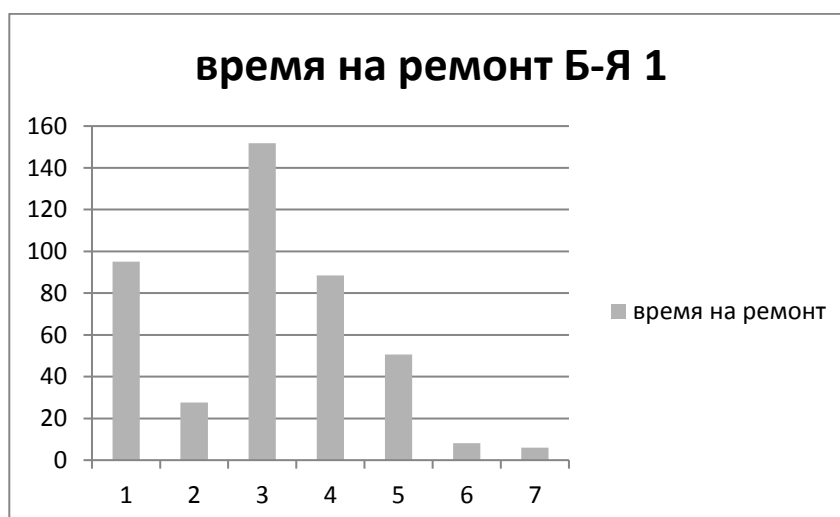


Рис. 2. Диаграмма распределения времени на ремонт по участкам 1 нитки газопровода Берге-Якутск

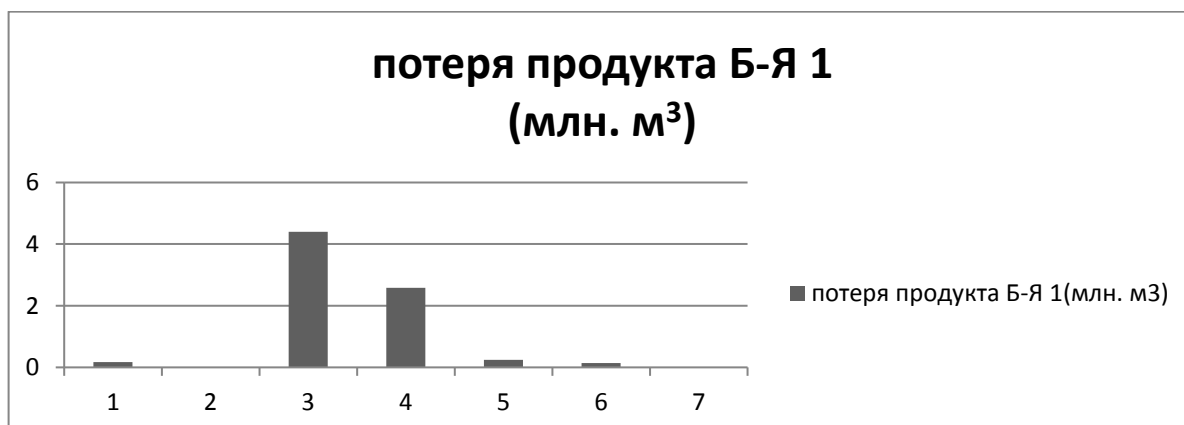


Рис. 3. Диаграмма распределения потери продукта по участкам 1 нитки газопровода Берге-Якутск

Рассмотрим в качестве примера разбиение на более мелкие участки 1 нитки газопровода Берге-Якутск. В табл. 2 представлено разбиение нитки газопровода на участки соответствующие километражу.

На рис. 1 представлена частота отказов по участкам нитки газопровода Берге-Якутск с учетом причин отказов.

Наиболее частыми последствиями отказов на газопроводах являются утечки продукта. Объемы природного газа, которые могут быть выброшены в атмосферу в результате аварийного разрыва газопровода, зависят от времени идентификации аварии на диспетчерских пунктах головной компрессорной станции, показателей надежности (факта срабатывания) линейных кранов. Если управление кранами не телемеханизировано, то определяющим фактором является время, затрачиваемое работниками линейно-эксплуатационной службы на дорогу до крановых узлов и перекрытие кранов. При этом массу выброшенного газа можно спрогнозировать при условии задания времени от момента разгерметизации до момента перекрытия кранов или останова компрессорной станции. Количество выброшенного газа может достигать несколько тысяч тонн. На рис. 2 и 3 представлены диаграммы распределения времени на ремонт и потери продукта по участкам 1 нитки газопровода Берге-Якутск.

Согласно классификации, установленной Европейской группой данных о происшествиях на газопроводах (EGIG), виды отказов статистически распределяются по трем группам: утечка, в которой отверстие отказа меньше или равно 2 см; прокол, в котором диаметр отверстия разрушения больше 2 см и меньше диаметра трубы; и разрыв, в котором диаметр отверстия разрушения больше диаметра трубопровода.

Распределение размеров отверстий соответствующих основным причинам отказа (режимы отказа) на 1 нитке МГ Берге – Якутск представлено в табл. 3.

Таблица 3

Доля отверстий разного размера соответствующих основным причинам отказа на 1 нитке МГ Берге – Якутск

| Причины отказа | Процент разного размера отверстия (%) | | |
|----------------|---------------------------------------|---------|---------|
| | Небольшой | Средний | Большой |
| Б-Я 1 нитка | | | |
| Метал. дефекты | 0,188 | 0,343 | |
| Механические | | | 0,131 |
| Природные | | 0,156 | |
| Другие | 0,031 | 0,25 | |

Учитывая, что разные режимы отказа могут иметь совершенно разные последствия (например, зона удара, связанная с воспламененным разрывом, может быть намного больше, чем зона воспламенения утечки), разбивка инцидентов по всем видам отказов и причинам отказов, произошедших на 1 нитке Берге - Якутск, была проанализирована, и показана на рис. 4. Для 1 нитки Берге - Якутск наиболее распространенным видом отказа является прокол. Большинство инцидентов, вызванных дефектами металла, закончились проколами (около 34,3%), а затем утечками (18,8%). Очень мало утечек произошло в результате инцидентов, вызванных другими причинами. Примерно 15% проколов появляются в результате инцидентов, вызванных природными явлениями.

На рис. 4 представлена диаграмма распределения размеров отверстий по участкам 1 нитки газопровода Берге – Якутск.

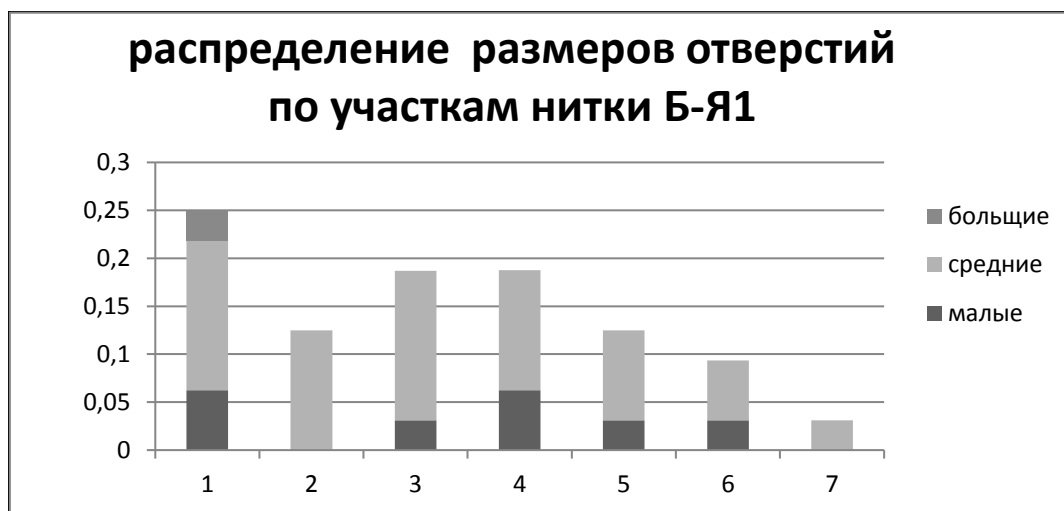


Рис. 4. Диаграмма распределения размеров отверстий по участкам 1 нитки газопровода Берге-Якутск

Результаты исследований показывают, что при разработке мероприятий, направленных на предотвращение аварий, не всегда следует уделять внимание устранению только тех причин, которые могут приводить к наиболее крупным утечкам, влекущим за собой значительный ущерб. Не меньшее значение имеет частота, с которой случаются аварии. Анализ диаграмм на рисунках 2,3,4 обнаруживает, что максимальная частота отказов произошла на участке №1, на этом же участке обнаружено, что большие размеры отверстий были получены в результате механических повреждений, при этом потери продукта минимальные, потери времени на ремонт средние. Максимальные потери продукта и времени на ремонт произошли на участке №3, которому соответствует следующая по величине частота отказов, 83% отказов на данном участке имеют средний размер отверстия. Кроме того, причиной 25% отказов являются природные процессы, то есть это заболоченные в связи с развитием геокриологических процессов участки. Заболоченные участки, как правило, труднодоступны, возможно, этим объясняется максимальный объем потери продукта. Соседний участок №4 имеет такую же частоту отказов, 67% отверстий имеет средние размеры, если участки сухие, ровные, потери продукта и времени на ремонт почти в 2 раза меньше.

Процесс оценки рисков трубопроводов основан в основном на изучении вероятностей различных уровней человеческих жертв, но и дополнительные модели, которые учитывают экологические или экономические аспекты риска также требуют серьезного внимания.

Показатели риска, связанные с безотказностью МГ, обычно снижают путем проведения ремонтных работ, заменой качества применяемых материалов, повышением качества эксплуатации объектов, использованием механической защиты, увеличением толщины стенки трубы, установкой автоматизации контроля утечки, мониторинга снижения давления, ускорением аварийного реагирования инспекций на линии, мониторинга деформаций и другими.

На стадиях проектирования и строительства невозможно полностью учесть и, тем более исключить возможные опасные воздействия неблагоприятных природных факторов. При этом резко возрастают риски неконтролируемого поведения системы геологическая среда - трубопровод с реальными угрозами повреждения и разрушения последнего. Снижение риска отказа трубопроводов влечет за собой значительные расходы, направленные на проведение защитных мероприятий. При ограниченных ресурсах, выделенные на без-

опасность и поддержание приемлемого уровня риска необходимо оценить эффективность применяемых мер безопасности. В данной работе применялся гибридный подход оценки риска, который использует качественные методы исследования и количественный анализ.

Оценка риска трубопровода R , в которой метод оценки основан на классическом определении риска отказа определяет риск как результат умножения вероятности возникновения неблагоприятной угрозы (P_i) на свои потенциальные последствия (L_i):

$$R = P_i \cdot L_i$$

Процессы оценки риска обычно включают сложные модели для определения вероятностей и последствий. Эти модели, как правило, включают большое количество переменных, которые могут иметь степень неопределенности, полученную из методов сбора информации или из ошибок методов расчета. В некоторых случаях получение абсолютных значений риска может быть очень затратным по времени и затратам и даже невозможным из-за количества неопределенностей. Наиболее эффективная и точная оценка может быть достигнута с помощью сочетания качественных и количественных методов, нечеткая логика обеспечивает подходящую связь между экспертными знаниями и опытом и детерминистическими моделями. В данной работе были адаптированы подходы, развитые в работах [9,20]. Особенностью этих исследований является интегрированная методология, основанная на нечеткой логике и относительных рисках для опасностей, связанных с трубопроводами.

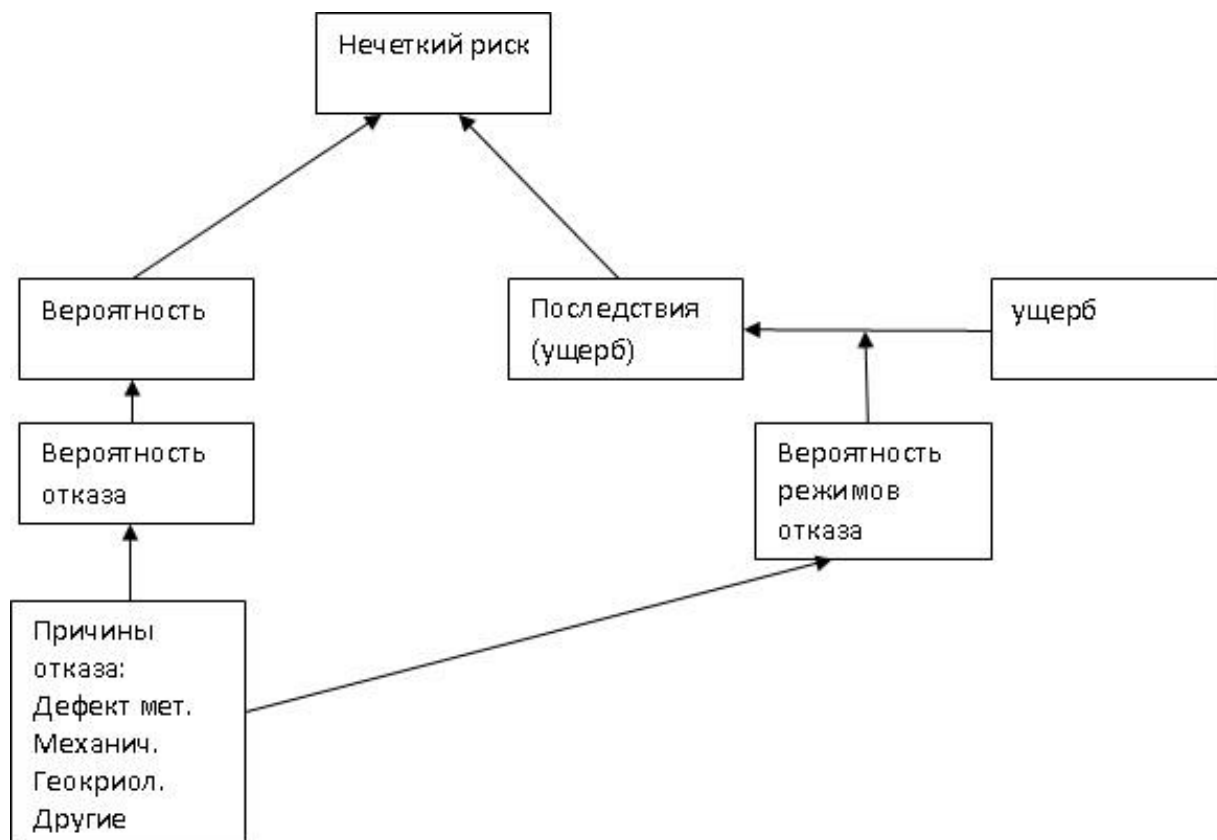


Рис. 5. Алгоритм определения нечеткой оценки рисков

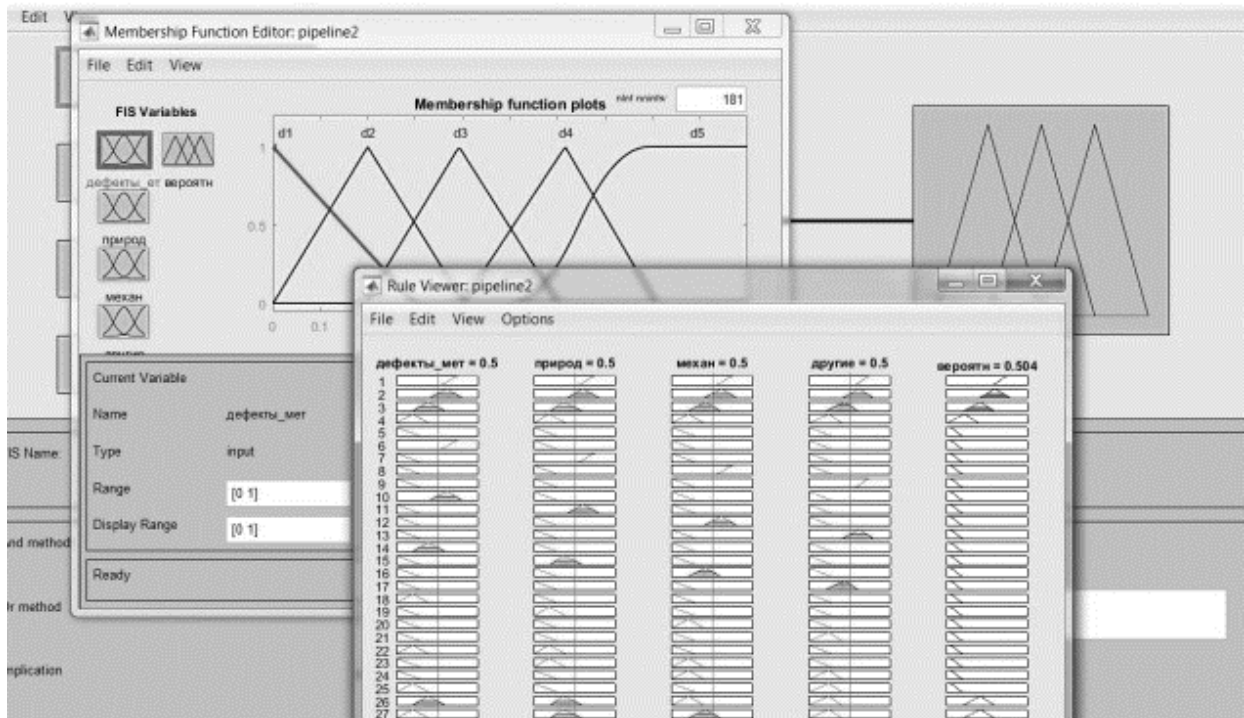


Рис. 6. Функции принадлежности и правила нечеткого вывода модели

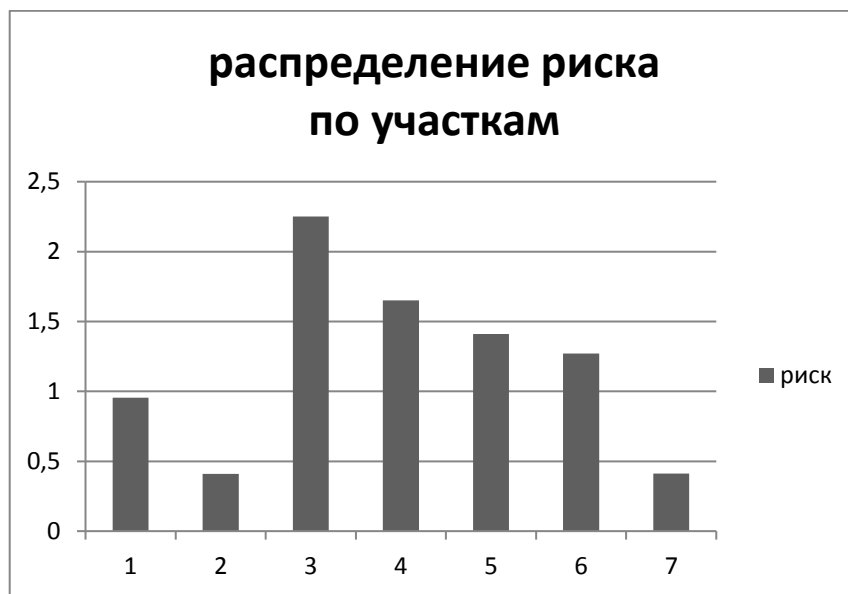


Рис. 7. Распределение нечеткого риска по участкам МГ

Основываясь на проведенном выше статистическом анализе отказов и аварий, были выделены 4 группы причин отказов: дефекты металла, механические, природные и другие (человеческий фактор, образование газогидратных пробок и др.). Вероятности соответствующие этим причинам являются входными переменными нечеткой модели, и задаются соответствующими функциями принадлежности. Другой входной переменной

является ущерб. В данном случае рассматривается только ущерб от потери продукта, задается он также функциями принадлежности в условных денежных единицах. На выходе нечеткой модели значение риска, в условных денежных единицах. На рис. 5 представлен алгоритм определения нечеткой оценки риска для участка МТ.

Расчеты проводились в среде программного обеспечения нечеткой логики MATLAB.

Анализ распределения отказов на 1 нитке МГ Берге-Якутск с учетом причин отказов и распределения размеров отверстий по участкам показывает, что проведение мероприятий по предотвращению активизации геокриологических процессов может снизить интенсивность отказов до 15%.

При оценке влияния геологической среды на трубопровод в первую очередь анализируются геологические факторы и процессы, наличие многолетне- и сезонномерзлых пород и связанные с ними различные криогенные и водно-эрозионных процессы. Используемые мероприятия по предотвращению активизации геокриологических процессов представляют собой как простое водоотведение или строительство солнцезащитных навесов, так и использование искусственно охлаждающих устройств или устройств поддержки пространственного положения трубы.

Результаты применения подобной методологии облегчают разработку оптимальных методов повышения безопасности объекта и снижения риска на прилегающей территории, позволяющих наилучшим образом распределить ограниченные ресурсы, выделенные на безопасность при поддержании приемлемого уровня риска. Тем самым реализуется принцип адекватности затрат наблюдаемому риску.

Выводы

Проведенные на основе статистических данных количества отказов, связанных с разрушением металла труб за период эксплуатации с 1968 по 2016 гг. на магистральном газопроводе «СВГКМ - Местах - Берге - Якутск» (Республика Саха (Якутия)) исследования позволили выявить следующее:

- Наибольшее количество аварийных ситуаций связано с дефектом металла, который является причиной отказа, примерно в 53% случаях, около 15% инцидентов связаны с развитием геокриологических процессов на участках, 3% отказов происходит по причине механического повреждения и 28% по разным другим причинам, что указывает на несоблюдение требований при строительстве и ремонте трубопроводов.

- Результаты исследований показывают, что при разработке мероприятий, направленных на предотвращение аварий, не всегда следует уделять внимание устранению только тех причин, которые могут приводить к наиболее крупным утечкам, влекущим за собой значительный ущерб. Не меньшее значение имеет частота, с которой случаются аварии и труднодоступность участка МТ.

- Дифференцированная информация по интенсивности отказов МТ по длине трассы эффективна при разработке рекомендаций по снижению риска аварий с учетом степени опасности участков МТ и имеющихся ограниченных ресурсов на внедрение мероприятий обеспечения безопасности МТ.

- Расчет значений риска часто затруднителен из-за большого количества неопределенностей в используемых данных. Наиболее эффективная и удовлетворительная по точности оценка может быть достигнута с помощью сочетания качественных и количественных методов – нечетких моделей, сочетающих качественные экспертные знания и количественные статистические методы.

Литература

1. Лепихин А.М., Махутов Н.А., Москвичев В.В., Черняев А.П. Вероятностный риск-анализ конструкций технических систем. Новосибирск: Наука. – 2003. – 174 с.
2. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 68 – 70.
3. Лисанов М.В., Сумской С.И., Савина А.В. и др. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 3. – С. 58– 66.
4. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 г. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 231–243. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_1.pdf.
5. Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 99–108. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_2.pdf.
6. Капитонова Т.А., Стручкова Г.П., Тарская Л.Е., Ефремов П.В. Основные геологические риски для трубопроводов в условиях криолитозоны // VI Евразийский симпозиум по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата EURASTRENCOLD: сб. тр., Якутск. – 2013. – Т. 3. – С. 126 – 141.
7. Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера // Газовая промышленность. – 2010. – № 5. – С. 52-53.
8. Капитонова Т.А., Стручкова Г.П., Левин А.И. Анализ оценки риска магистрального газопровода Мастах-Берге-Якутск, проложенного в криолитозоне // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2018. – № 6. – С. 34– 43.
9. Arafat Aloqaily. Cross-Country Pipeline Risk Assessments and Mitigation Strategies // Introduction to Pipeline Risk Assessments. Chapter 3. – 2018. – P. 41-53.
10. S.B. da Cunha. A review of quantitative risk assessment of onshore pipelines. // J. Loss Prev. Process Ind., 44 – (2016). – P. 282 – 298.
11. Jun Li, Binqun Liang, Cheng Li, Mingqing Yan, Jianjun Yu. Calculation methods for the gas pipeline failure rate // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – March. Volume 174. – P. 229 – 234.
12. S. Girgin, E. Krausmann. Historical analysis of U.S. onshore hazardous liquid pipeline accidents triggered by natural hazards // J. Loss Prev. Process. Ind. – 40 (2016). – P. 578-590.
13. C. Lam, W. Zhou. Statistical analyses of incidents on onshore gas transmission pipelines based on PHMSA database // J. Loss Prev. Process. Ind. – 145 (2016). – P. 29-40.
14. Muhlbauer W.K. Pipeline Risk Management Manual (third ed.). Gulf Publishing Company, Burlington. – 2004. ISBN 0-7506-7579-9.
15. Gintautas Dundulis, Inga Žutautaitė, Remigijus Janulionis, Eugenijus Ušpuras, Sigitas Rimkevičius, Mohamed Eid. Integrated failure probability estimation based on structural integrity analysis and failedata: Natural gas pipeline case // Reliability Engineering and System Safety. –156 (2016). – P. 195–202.
16. S.B. da Cunha. A review of quantitative risk assessment of onshore pipelines. // J. Loss Prev. Process Ind., 44 – (2016). – P. 282 – 298.
17. Jun Li, Binqun Liang, Cheng Li, Mingqing Yan, Jianjun Yu. Calculation methods for the gas pipeline failure rate //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – March. Volume 174. – P. 229 – 234.
18. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 г. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 231–243. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_1.pdf.

19. Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 99–108. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_2.pdf.

20. Капитонова Т.А., Стручкова Г.П., Тарская Л.Е., Ефремов П.В. Основные геологические риски для трубопроводов в условиях криолитозоны // VI Евразийский симпозиум по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата EURASTRENCOLD: сб. тр., Якутск. – 2013. – Т. 3. – С. 126 – 141.

21. Alexander Guzman Urbina, Atsushi Aoyama. Measuring the benefit of investing in pipeline safety using fuzzy risk assessment // J. Loss Prev. Process. Ind. – 45 (2017). – P. 116-132.

Сведения об авторах

Стручкова Галина Прокопьевна, ведущий научный сотрудник Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН (ИФТПС СО РАН). 677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, тел. +7 (4112) 39-05-05; +7 984 100 46 32 E-mail: g.p.struchkova@iptpn.ysn.ru

Капитонова Тамара Афанасьевна, ученый секретарь Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН (ИФТПС СО РАН). 677980 г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, тел. +7 (4112) 39-06-05; +7 964 417 53 57 E-mail: kapitonova@iptpn.ysn.ru

Ефремов Павел Валентинович, ведущий инженер Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН (ИФТПС СО РАН). 677980 г. Якутск, ул. Октябрьская, 1, тел. +7 (4112) 39-05-50; +7 914 270 45 14 E-mail: p.v.efremov@mail.ru