

УДК 622.691.4.004 (571.56)

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПОВРЕЖДЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА\*

Чухарева Н.В.<sup>1</sup>, Миронов С.А.<sup>2</sup>, Тихонова Т.В.<sup>3</sup>

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Институт природных ресурсов,  
кафедра «Транспорта и хранения нефти и газа»,  
Министерство экономики и промышленной политики Республики Саха (Якутия)  
e-mail: <sup>1</sup>Natasha@tpu.ru, <sup>2</sup>Mironov\_Sergei24@mail.ru, <sup>3</sup>toma\_tikhonova@mail.ru*

**Аннотация.** *Обработка статистических данных за десятилетний период эксплуатации объектов системы магистральных газопроводов ОАО «Сахатранснефтегаз» позволила выявить группы факторов аварийности и определить группы с максимальным вкладом в динамику аварий и повреждений. На основании полученных данных выделен наиболее опасный участок магистрального газопровода «Средневиллюйское газоконденсатное месторождение - Мастах - Берге - Якутск». При помощи индикаторов промышленной безопасности проведена оценка его состояния.*

**Ключевые слова:** *магистральный газопровод, аварии и повреждения, система прогнозирования, причины аварий, эксплуатация в условиях Крайнего Севера*

В настоящее время комплексный и системный подход технического состояния основных и вспомогательных объектов магистральных трубопроводов включает не только оценочные мероприятия, определяющие остаточный ресурс и износ оборудования, но и необходимость исследования динамики аварийности и выявления основных причин, приводящих к возникновению аварийных ситуаций и повреждений (АИП). Реализуемый подход является базисом при формировании системы прогнозирования и оценки рисков вышеуказанных объектов.

Ранее проведенные исследования [1, 2] позволили выявить следующее:

- классифицировать причины АИП на объектах магистральных газопроводов (МГ) в сложных условиях эксплуатации;
- выделить основные группы факторов АИП на объектах МГ.

В работах [1, 2] не было рассмотрено изменение динамики по отдельным участкам МГ «Средневиллюйское газоконденсатное месторождение - Мастах - Берге - Якутск». В связи с этим в продолжение данных исследований проведем детальный анализ участков МГ.

На основании обработки статистических данных по выявлению групп факторов аварийности на объектах трубопроводного транспорта в условиях Крайнего

---

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (тема: «Организационно-техническое обеспечение проведения всероссийской молодежной конференции Россия в Арктике. XXI век: среда обитания, общество, освоение»; ГК №12.741.12.01.0135).

Севера были выделены 5 участков, которым присвоили 5 номеров по степени опасности. За степень опасности приняли количество АИП, произошедших за 10 лет эксплуатации МГ.

Задачи исследования:

- выделение участков МГ в зависимости от степени аварийности;
- оценка состояния каждого участка в отдельности;
- проведение детального анализа участков МГ по степени опасности на основе методики индикаторов промышленной безопасности, предложенной в [3].

За десятилетний период эксплуатации газотранспортной системы было зарегистрировано 43 аварийных ситуаций. Этот показатель примем за 100 %. Исходя из вышеуказанного, каждый аварийный участок будет характеризоваться своим весовым вкладом из этих 100 %.

Основными причинами АИП на объектах трубопроводного транспорта, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера, являются в соответствии с [1, 2, 4...6]: брак строительно-монтажных работ; механические повреждения труб машинами и механизмами; нарушение материалов и конструкций, вызванное их длительной эксплуатацией; коррозия; металлургические дефекты труб; нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала; стихийные природные явления. Процентные соотношения всех причин АИП за рассматриваемый период времени эксплуатации МГ ранее были представлены в работе [1].

Участки газотранспортной системы «СВГКМ - Мастах - Берге - Якутск»:

- *первый участок – МГ «Берге - Якутск», I нитка;*
- *второй участок – МГ «Берге - Якутск», II нитка;*
- *третий участок – газопроводы-отводы;*
- *четвертый участок – газораспределительные станции (ГРС);*
- *пятый участок – МГ «Мастах - Берге - Якутск», III нитка, МГ «нулевой километр - ГРС-2 - Хатассы», МГ «Павловск - Майя», МГ «Вилуйск - Верхневилуйск», МГ «к селу Бердигестях».*

Характеристики участков: Первый и второй участки являются магистральными газопроводами высокого давления, диаметр труб составляет 529 мм, общей протяженностью 367,7 км. К третьему участку относятся газопроводы-отводы от МГ до ГРС диаметром от 108...219 мм. Четвертый участок включает все ГРС (количество 43). Пятый участок представляет собой магистральные газопроводы диаметром от 219...720 мм, общей протяженностью 424,1 км.

Доли аварийности и основные группы факторов, характерные для выделенных 5 участков МГ представлены на рис. 1, 2 и в табл. 1.

На долю первого участка за 10-тилетний период эксплуатации приходится 16,3 % АИП. Более половины из которых (7 %) – брак строительно-монтажных работ. Механические повреждения труб машинами и механизмами привели к объему АИП, равному 4,7 %. По причинам нарушения материалов и конструк-

ций, вызванным длительной эксплуатацией и коррозией, приходится в сумме 4,6%, соответственно (рис. 2а).

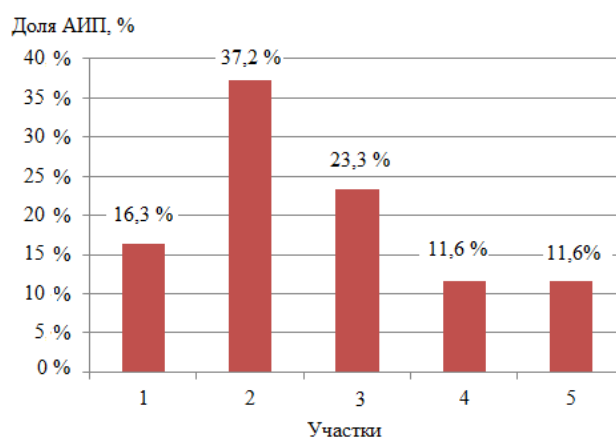


Рис. 1. Аварийность магистрального газопровода по участкам

Таблица 1. Распределение АИП по весовым вкладам групп факторов с привязкой к участкам объектов МГ «СВГКМ - Мастах - Берге - Якутск»

Группы факторов	Участки систем магистрального газопровода «СВГКМ - Мастах - Берге - Якутск»				
	1-й участок	2-й участок	3-й участок	4-й участок	5-й участок
Брак строительно-монтажных работ	7 %	14 %	4,7 %	2,3 %	4,6 %
Механические повреждения труб машинами и механизмами	4,7 %	-	7 %	-	7 %
Нарушения материалов и конструкций вызванные длительной эксплуатацией	2,3 %	7 %	2,3 %	2,3 %	-
Коррозия	2,3 %	2,3 %	7 %	2,3 %	-
Металлургический дефект труб	-	9,3 %	-	-	-
Нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала	-	2,3%	-	4,7 %	-
Стихийные природные явления	-	2,3 %	2,3 %	-	-
<b>ИТОГО</b>	<b>16,3 %</b>	<b>37,2 %</b>	<b>23,3 %</b>	<b>11,6 %</b>	<b>11,6 %</b>

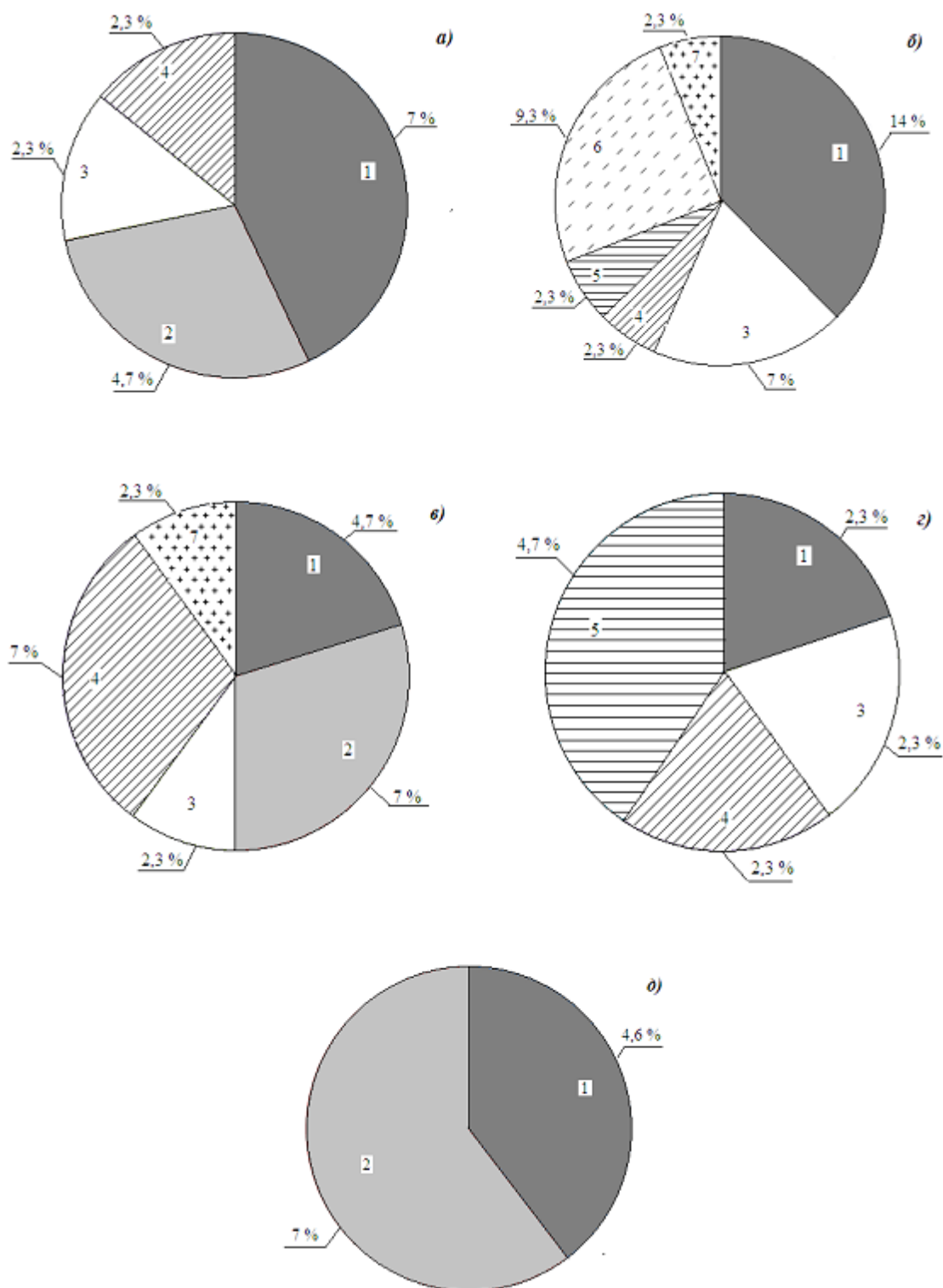


Рис 2. Аварийность участков МГ в зависимости от факторов:

- а) 1-й участок; б) 2-й участок; в) 3-й участок; г) 4-й участок; д) 5-й участок  
 1 – брак строительного-монтажных работ; 2 – механические повреждения труб;  
 3 – нарушения материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией;  
 4 – коррозия; 5 – нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала;  
 6 – металлургический дефект труб; 7 – стихийные природные явления

Для второго участка общая доля АИП составляет 37,2 %. Из них 14 % связано с браком, допущенным при проведении строительно-монтажных работ, 7 % – нарушения материалов и конструкций, вследствие длительной эксплуатации (более 30 лет), 9,3 % – металлургические дефекты труб. Коррозия, нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала, стихийные природные явления, все это вместе составляет 6,9 % (рис. 2б).

Согласно общей статистике АИП третьему участку характерен весовой вклад 23,3%. Основные причины аварийности на газопроводах-отводах – это механические повреждения труб при проведении земляных работ машинами и механизмами (6,9 %). А так же разрушения, вследствие внешней коррозии (6,9 %). На долю брака строительно-монтажных работ приходится – 4,6 %. Доля повреждений, связанная с нарушениями материалов и конструкций – 2,3 %. Стихийные бедствия, приводящие к аварийным ситуациям и повреждениям – 2,3 % (рис. 2в).

Выявлено, что самые низкие показатели аварийности зарегистрированы для 4-го участка (ГРС). В целом это 11,6 %, из них 4,7 % приходится на нарушения требований эксплуатации и ошибки персонала. На остальные факторы приходится по 2,3 % АИП (брак строительно-монтажных работ; нарушения материалов и конструкций, вызванные длительной эксплуатацией; коррозия).

На пятом участке основными факторами аварийности явились брак строительно-монтажных работ, механические повреждения труб машинами и механизмами – 4, 6 и 7 %, соответственно.

Таким образом, из вышеуказанного наиболее аварийным участком является участок МГ №2. Приведем более подробные характеристики данного участка:

- общая протяженность – 200 км;
- весовой вклад от всех АИП – 37,2 %;
- диаметр и толщина стенки трубопровода – 529x7 мм;
- материал труб – сталь ст.09Г2С;
- проектное давление – 55 кгс/см<sup>2</sup>;
- год ввода в эксплуатацию – 1978;
- год проведения последних испытаний – 1981.

Оценим техническое состояние оборудования и соблюдения технологии эксплуатации. Согласно данным [3, 7] анализ требований, предъявляемых к предприятиям, эксплуатирующим опасные производственные объекты, показывает, что нормальное функционирование и безаварийная работа предприятия зависят от ряда критериев, основными из которых являются техническое состояние оборудования и соблюдение технологии производства.

Определим техническое состояние участка №2, используя показатели надежности трубопроводов и оборудования и их характеристики, исходя из данных, предложенных [3, 8, 12]. Полученные результаты представлены в табл. 2. Понижающие коэффициенты позволили рассчитать индикатор технического состояния

оборудования и соблюдения технологии  $N_{mc}$  при эксплуатации МГ с учетом АИП на основе методики [3]:

$$N_{mc} = \sqrt[6]{N_{ост.рес} \cdot N_{m.o} \cdot N_{диам.} \cdot N_{изн.} \cdot N_{авар.} \cdot N_{инц.}}, \quad (1)$$

где  $N_{ост.рес}$  – показатель остаточного ресурса:

$$N_{ост.рес} = e^{-\left(\frac{x_1}{3}\right)^2}; \quad (2)$$

$N_{m.o}$  – показатель общего состояния эксплуатации технологического оборудования:

$$N_{m.o} = e^{-\left(\frac{x_2}{3}\right)^2}; \quad (3)$$

$N_{диам.}$  – показатель класса трубопровода в зависимости от диаметра:

$$N_{диам.} = e^{-\left(\frac{x_3}{3}\right)^2}; \quad (4)$$

$N_{изн.}$  – показатель износа расчетных конструкций:

$$N_{изн.} = e^{-\left(\frac{x_4}{3}\right)^2}; \quad (5)$$

$N_{авар.}$  – показатель аварийности в результате нарушения технологии производства;

$$N_{авар.} = e^{-\left(\frac{x_5}{3}\right)^2}; \quad (6)$$

$N_{инц.}$  – показатель инцидентов за 1 год эксплуатации:

$$N_{инц.} = e^{-\left(\frac{x_6}{3}\right)^2}; \quad (7)$$

$x_i$  – величина коэффициента в баллах.

Исходя из того, что МГ эксплуатируется в условиях вечной мерзлоты 34 года, остаточный ресурс МГ минимален. Согласно [12] расчетный срок службы магистральных трубопроводов в среднем составляет 33 года. В связи с этим был выбран соответствующий понижающий коэффициент равный 5, полученный коэффициент подставляем в формулу (2) и отсюда следует, что  $N_{ост.рес.}$  равен 0,06 баллам.

Общее техническое состояние оборудования характеризуется частыми откатами и отклонениями от заданных параметров с выбросами, транспортируемого природного газа в атмосферу. В связи с этим коэффициент  $x_2$  принимаем равным 4, подставленная в формулу (3) значение  $N_{m.o.}$  соответствует 0,17 баллам.

Следующий понижающий коэффициент зависит от класса трубопровода определяемого согласно СНИП 2.05.06-85\* [8] в зависимости от диаметра МГ. Так как эксплуатационный трубопровод имеет диаметр равный 529 мм, то понижающий коэффициент равен 4. В соответствии с этим расчет по формуле (4) показывает, что  $N_{диам.}$  равен 0,17.

Таблица 2. Оценка технического состояния оборудования и соблюдения технологии эксплуатации с учетом АИП

Показатели [8, 3, 12]	Обозначение	Характеристика показателей	Понижающий коэффициент
Остаточный ресурс	$x_1$	Этап приработки: 0 - 17 лет	3
		Этап устойчивой эксплуатации: 17 - 33 лет	0
		Окончания срока эксплуатации: более 33 лет	5
Общее состояние эксплуатации технологического оборудования	$x_2$	Отличное – оборудование в отличном состоянии, отказов нет	0
		Хорошее – оборудование в работоспособном состоянии, отказов нет	1
		Удовлетворительное – оборудование в работоспособном состоянии, имеются отказы без выхода вредных веществ, отклонения от заданных параметров	3
		Плохое – оборудование в работоспособном состоянии, имеются отказы с выходом вредных веществ, отклонения от заданных параметров	4
		Очень плохое – оборудование эксплуатируется в предаварийном состоянии, несрабатывание приборов регулирования и защиты	5
Класс трубопровода в зависимости от диаметра	$x_3$	I (1000 - 1200 мм]	5
		II (500 - 1000 мм]	4
		III (300 - 500 мм]	2
		IV (<300)	1
Износ расчетных конструкций	$x_4$	Новое оборудование	0
		10 %- й износ от расчетных толщин до допустимой	1
		30 %- й износ от расчетных толщин до допустимой	2
		40 %- й износ от расчетных толщин до допустимой	3
		50 %- й износ от расчетных толщин до допустимой	4
		Предельно допустимый износ (100 %)	5
Аварии в результате нарушения технологии производства	$x_5$	Нет аварий	0
		1	2
		2	3
		3 и более	5
Инциденты за один год эксплуатации	$x_6$	Нет инцидентов	0
		1	2
		2	3
		3	4
		4 и более	5

Износ расчетных конструкций является предельно допустимым, так как срок эксплуатации труб составляет более 33 лет. Понижающий коэффициент равен 5, соответственно показатель  $N_{изн.}$  согласно расчету по формуле (5) составляет 0,06 баллов.

За десятилетний период эксплуатации МГ зарегистрировано 43 АИП, что указывает на то, что на один год эксплуатации МГ приходится более трех АИП, следовательно, понижающие коэффициенты показателей аварийности и случаев инцидентов равны 5. В результате расчетов получаем  $N_{авар.} = 0,06$  и  $N_{инц.} = 0,06$  соответственно.

В результате полученных расчетов индикатор технического состояния оборудования и соблюдения технологии эксплуатации  $N_{тс}$  составил 12 баллов.

Результаты расчетов показали, что общее техническое состояние оборудования и соблюдения технологии эксплуатации с учетом АИП для участка № 2 составил 0,09 баллов, что соответствует неудовлетворительному состоянию МГ (табл. 3).

Таблица 3. Общая оценка технического состояния оборудования и соблюдения технологии эксплуатации с учетом АИП

Значение показателя технического состояния	Состояние
0,89...1,00	Отличное
0,64...0,89	Хорошее
0,37...0,64	Удовлетворительное
0,06...0,37	Неудовлетворительное

Исходя из вышеизложенного, сделаны следующие выводы:

1. определен участок, характеризующийся наиболее аварийными ситуациями и повреждениями – участок № 2;
2. для данного участка выделены основные группы факторов аварийности, которые в большей степени определяются нарушениями материалов и конструкций вследствие длительной эксплуатации, а также браком строительно-монтажных работ;
3. общее техническое состояние оборудования и соблюдения технологии эксплуатации с учетом АИП для участка №2 соответствует 0,09 баллам, что указывает на неудовлетворительное состояние участка;
4. с полученными результатами были ознакомлены специалисты ОАО «Сахатранснефтегаз» (участок №2 включен в перечень мероприятий по проведению работ, связанных с реконструкцией и капитальным ремонтом МГ «Средневилюйское газоконденсатное месторождение - Мастах - Берге - Якутск» в период до 2015 года).



Таким образом, проведенные исследования и полученные на их основе результаты были использованы при составлении корректирующих мероприятий, направленных на снижение рисков при эксплуатации МГ в условиях Крайнего Севера.

### Литература

1. Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. №3. С. 231 - 243. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Chuhareva/Chuhareva\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Chuhareva/Chuhareva_1.pdf)
2. Ревазов А.М., Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Причины аварийных ситуаций при длительной эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2011. №2. С. 56 - 59.
3. Ксандопуло С.Ю., Маринин С.Ю., Новиков В.В., Зитнер А.В. Разработка системы прогнозирования аварий и катастроф на опасном промышленном объекте на основе индикаторов промышленной безопасности // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2008. №10. С. 36 - 41.
4. Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера // Газовая промышленность. 2010. №5. С. 52 - 53.
5. Ермоленко Ю.Г., Большаков А.М., Черемкин М.К., Туги Р.Э. О техническом состоянии магистральных газопроводов Якутии // Безопасность труда в промышленности. 2003. №10. С. 5 - 7.
6. 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.
7. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». URL: <http://base.garant.ru/11900785/>
8. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные газопроводы. Утверждены от 30 марта 1985 г. №30, введены в действие 1 января 1986 г.
9. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" (24 июня 1998 г. N 89-ФЗ). URL: <http://base.garant.ru/12112084/>
10. СТО Газпром 2-1.19-058-2006 Инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/STOGazprom21190592006Inst.html>
11. Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха». URL: <http://base.garant.ru/12115550/>
12. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. С. 10.

## PREDICTION OF ACCIDENTS AND DAMAGE TO GAS PIPELINES IN FAR NORTH CONDITIONS

N.V. Chuhareva<sup>1</sup>, S.A. Mironov<sup>2</sup>, T.V. Tikhonova<sup>3</sup>

*Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>Natasha@tpu.ru, <sup>2</sup>Mironov\_Sergei24@mail.ru, <sup>3</sup>toma\_tikhonova@mail.ru*

**Abstract.** *Processing of statistical data for the ten-year period of operations of gas pipelines for JSC "Sakhatransneftegaz" allowed the group to identify factors of accidents and to identify groups with the maximum contribution to the dynamics of accidents and injuries. Based on the findings highlighted the most dangerous section of the pipeline was found to be, "Srednevilyuyskoe condensate field-Mastakh-Berge-Yakutsk". With the help of industrial safety indicators it is condition was assessed.*

**Keywords:** *gas pipeline, accidents and damage prediction system, causes of accidents, operation in the Far North*

### References

1. Chuhareva N.V., Mironov S.A., Tikhonova T.V. Analiz prichin avariinykh situatsii pri ekspluatatsii magistral'nykh truboprovodov v usloviyakh Krainego Severa v period s 2000 po 2010 god (Analysis of the causes accidents during operation of the main pipelines in the Far North from 2000 to 2010), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2011, Issue 3, pp. 231-243. [http://www.ogbus.ru/authors/Chuhareva/Chuhareva\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Chuhareva/Chuhareva_1.pdf)
2. Revazov A.M., Chuhareva N.V., Mironov S.A., Tikhonova T.V. Prichiny avariinykh situatsii pri dlitel'noi ekspluatatsii magistral'nykh truboprovodov v usloviyakh Krainego Severa (Causes of accidents during long&term operation of trunk pipelines in the Far North), *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse*, 2011, Issue 2, pp. 56 - 59.
3. Ksandopulo S.Yu., Marinin S.Yu., Novikov V.V., Zitner A.V. Razrabotka sistemy prognozirovaniya avarii i katastrof na opasnom promyshlennom ob"ekte na osnove indikatorov promyshlennoi bezopasnosti (Accidents and damages of hazardous industrial objects forecasting system development based on industrial safety indicators), *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse*, 2008, Issue 10, pp. 36 - 41.
4. Bol'shakov A.M. Analiz razrushenii i defektov v magistral'nykh gazoprovodakh i rezervuarakh Severa (Flaws and damage analysed for major gaslines and tanks in the North), *Gazovaya Promyshlennost'*, 2010, Issue 5, pp. 52-53.
5. Ermolenko Yu.G., Bol'shakov A.M., Cheremkin M.K., Tugi R.E. O tekhnicheskoy sostoyanii magistral'nykh gazoprovodov Yakutii (On the technical state of gas pipelines in Yakutia), *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 2003. Issue 10, pp. 5 - 7.
6. Revazov A.M. Analiz chrezvychaynykh i avariinykh situatsii na ob"ektakh magistral'nogo gazoprovodnogo transporta i mery po preduprezhdeniyu ikh voznik-

noveniya i snizheniyu posledstviu (Analysis of emergency situations and accidents at the trunk gas pipelines facilities and measures for their prevention and impact mitigation), *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse*, 2010, Issue 1, pp. 68 - 70.

7. Federal law on industrial safety of hazardous industrial objects (No. 116-FZ of July 21, 1997). URL: <http://base.garant.ru/11900785/>

8. SNIP 2.05.06-85\*. Magistralnyye truboprovody (Main pipelines). Approved 30.03.1985.

9. Federal law on production and consumption waste (No. 89-FZ of 24 June 1998). URL: <http://base.garant.ru/12112084/>

10. STO Gazprom 2-1.19-058-2006 Instruktsiya po raschetu i normirovaniyu vybrosov GRS (AGRS, GRP), GIS (Instructions on calculation and valuation of emissions of gas distributing stations and gas measuring units). URL: <http://www.gosthelp.ru/text/STOGazprom21190592006Inst.html>

11. Federal law on air protection (No. 96-FZ of 04 May 1999). URL: <http://base.garant.ru/12115550/>

12. Kharionovskii V.V. Nadezhnost' i resurs konstruksii gazoprovodov (Reliability and durability of gas pipelines structures). Moscow, Nedra, 2000. P. 10.