

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(ФГБОУ ВО «КубГУ»)**

**Кафедра общей, неорганической химии и информационно-  
вычислительных технологий в химии**

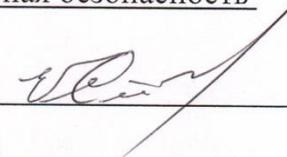
**КУРСОВАЯ РАБОТА**

**ОЦЕНИВАНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ  
ГАЗОПРОВОДЕ**

Работу выполнил  А.В. Нохрин

Факультет химии и высоких технологий курс 3

Направление 20.03.01 Техносферная безопасность

Научный руководитель,  
доц., канд. тех. наук,  Е.А. Степаненко

Нормоконтролер,  
доц., канд. хим. наук  01.06.18 Ф.А. Колоколов

Краснодар 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Магистральные газопроводы .....	5
1.1 Добыча газа на Кубани.....	6
1.2 Пропуск газа через компрессорные станции .....	8
1.3 Ведение газовой магистрали через сложный ландшафт.....	9
2 Требования к трубам и материалам .....	11
3 Физико-химические свойства газа в магистральном газопроводе .....	13
4 Влияние природного газа на окружающую среду.....	16
5 Анализ основных причин аварий .....	18
6 Крупные аварии на магистральных газопроводах в России.....	26
7 Оценивание риска аварий.....	30
Заключение .....	36
Список использованных источников .....	37

## ВВЕДЕНИЕ

Данная курсовая работа посвящена оцениванию ущерба последствий аварий на магистральном газопроводе. В настоящее время данная проблема становится всё более актуальна в связи с тем, что Россия является страной в которой магистральные газопроводы очень сильно изношены. По оценкам специалистов МЧС России, аварийность на трубопроводах с каждым годом возрастает, так как основную часть газопроводов прокладывали еще в 60–70 годах прошлого века, и их изношенность к настоящему времени достигла 50–70%. Утечки из трубопроводов приносят стране огромный экономический и экологический ущерб. Транспортировка газа от его месторождения до точки потребления проходит под высоким давлением и занимает тысячи километров, общая протяжённость магистральных газопроводов в России составляет 175 тысяч километров, что делает данный процесс очень опасным и требует высокого контроля. Общая протяженность магистральных газопроводов в Краснодарском крае составляет 3400 километров, протяженность газопроводов–отводов составляет 1500 км, а так же находится 221 газораспределительная и 9 компрессорных станций.

Большая часть магистральных газопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно–активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла, уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций. В связи с тем, что в последнее время значимость газа в энергоснабжении страны возрастает, безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок газа, а угроза возникновения аварий – минимизирована.

Аварии на магистральных газопроводах приводят к экологическим и экономическим потерям. Ущерб наносится не только окружающей среде, но и потребителям, в связи с несвоевременной подачей газа, что особо опасно в зимнее время года. По статистике примерно 63% всех случаев составляет

утечка, возникающая из подземных газопроводов, 27% – это повреждения наземной части магистрального трубопровода, 10% – случаи разрывов подводных труб. Для решения задач предотвращения аварий и разработки мероприятий по уменьшению их последствий и мероприятий по ликвидации последствий, осуществляется анализ риска аварий на магистральном газопроводе. В силу этого тема данной курсовой работы является актуальной.

## 1 Магистральные газопроводы

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями, сооружаемыми по трассе через определенные расстояния. Ответвлением называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу, для подачи газа к населенным пунктам и промышленным предприятиям. Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления.

В зависимости от рабочего давления в трубопроводе, магистральные газопроводы подразделяются на два класса:

- 1) I класс – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно;
- 2) II класс – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным, это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах, а также другие газопроводы.

Магистральные газопроводы предназначены для транспортировки газа на далекие расстояния (от 1000 км). Как правило, диаметр труб от 50 до 140 см. Предельный объем транспортировки газа по магистральям, пожалуй, назвать нельзя. Всё зависит от пропускной способности трубопровода и мощности компрессорных станций.

К примеру, по «Голубому потоку» можно транспортировать до 16 млрд. куб. м газа в год, а по «Северному потоку» – уже 55 млрд.

Газопровод – это не просто большая труба. Магистральный трубопровод включает комплекс построек, куда входят линейные сооружения, компрессорные станции, среди них может даже располагаться жилая зона для персонала. Чтобы обеспечить безопасность транспортировки, вдоль трассы прокладывается линия диспетчерской связи. На расстоянии 10–20 км друг от друга расположены пункты размещения линейных обходчиков.

Подача газа в населенные пункты осуществляется от магистрального трубопровода, газ идет дальше к газораспределительным станциям. На газораспределительной станции газ очищают от механических примесей, конденсата и влаги, измеряют проходящий объем, снижают давление, одорируют перед подачей к потребителю.

Одорация (или ароматизация) проводится в целях безопасности – природный газ не имеет запаха, и специфический искусственный запах необходим для того, чтобы вовремя обнаружить утечку. После этого газ поступает в сети со средним и низким давлением.

### 1.1 Добыча газа на Кубани

В середине прошлого века добываемого у нас газа хватало на то, чтобы обеспечивать Краснодарский край и снабжать топливом регионы средней полосы России. Кубанский газ шел по газопроводу Краснодарский край – Ростов-на-Дону – Серпухов – Москва – Ленинград. В крае его начали добывать в 1925 году, но развитие отрасли сильно затормозилось из-за немецкой оккупации – после 1942 года всю инфраструктуру пришлось возводить заново. В середине века были открыты основные месторождения в крае: Каневское, Староминское, Ленинградское, Березанское. После этого активно началась газификация сельских населенных пунктов.

В 1975 году на шельфе Азовского и Черного морей и в плавнях прибрежной полосы было пробурено 19 скважин прямо в море и открыто 3 газовых месторождения (Бейсугское, Западно-Бейсугское и Октябрьское). Сегодня на территории края расположены малые месторождения ПАО «Газпром» (в основном Приморско-Ахтарский, Каневской и Славянский районы) и месторождения ПАО «НК «Роснефть» (в основном Славянский и Крымский районы).

Когда в Сибири были открыты крупные месторождения газа, а на Кубани они, наоборот, начали иссякать, благодаря ряду технических решений ту же транспортировочную инфраструктуру, а говоря проще – тот же трубопровод,

стали использовать в противоположном направлении. Это потребовало провести комплекс инженерных мероприятий, но важно, что изначально при постройке трубопровода была заложена возможность перенаправить движение газа в другую сторону.

В настоящее время газ, который мы используем в своих домах, добывают на месторождениях в Сибири. В край он приходит по специальным магистральным газопроводам прямо с места его добычи.

Схема расположения магистральных газопроводов в Краснодарском крае представлена на рисунке 1.

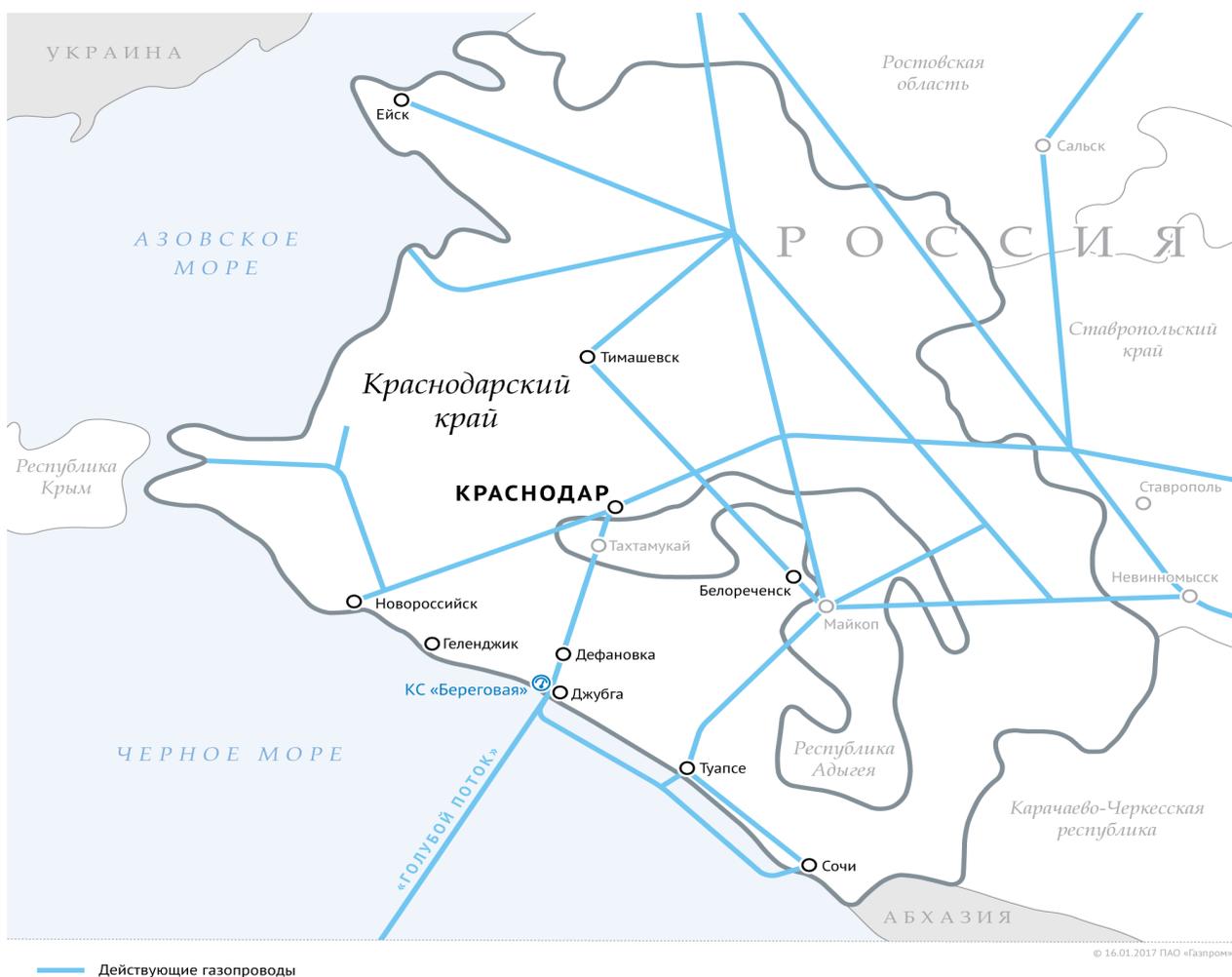


Рисунок 1 – Схема расположения магистральных газопроводов в Краснодарском крае

## 1.2 Пропуск газа через компрессорные станции

Компрессорные станции на магистральном газопроводе расположены на расстоянии от 100 до 200 км друг от друга. Их основная задача – сохранять постоянное давление внутри трубы и «проталкивать» газ дальше по газопроводу. Помимо этого, в компрессорной станции газ очищают, охлаждают и осушают. Самые мощные компрессорные станции, расположенные на территории Краснодарского края, – «Береговая» и «Русская». Обслуживающая русско-турецкий трубопровод «Голубой поток» станция «Береговая» считается одной из самых мощных в мире. Она расположена в районе поселка Архипо–Осиповка и способна перекачивать газ на расстояние более 400 км. Труба «Голубого потока» идет по дну Черного моря, что исключает возможность устанавливать промежуточные компрессорные станции, именно поэтому «Береговую» изначально рассчитывали на большую мощность. Расположенная под Анапой «Русская» также изначально проектировалась для транспортировки газа на большие расстояния. Когда завершится укладка морской части «Турецкого потока», «Русской» придется доставлять газ более чем на 900 км. Из-за трения под высоким давлением в трубе газ теряет свою потенциальную энергию и сильно нагревается. Если его не охлаждать, он может повредить саму систему транспортировки. Чтобы не допустить этого, температура газа поддерживается на уровне на 10–12 °С выше температуры воздуха снаружи. А очищать газ от жидкостей и механических примесей необходимо для предотвращения загрязнения и эрозии трубопроводов.

В 2017 году в Краснодарский край поступило 22,2 млрд. куб. м. газа, 10 млрд. куб. м. ушло потребителям, 12,2 млрд. куб. м. отправилось на экспорт в Турцию.

### 1.3 Ведение газовой магистрали через сложный ландшафт

По типу прокладки магистральные газопроводы бывают надземными, подземными и подводными (подводные переходы имеют специальное название

–дюкеры). В Краснодарском крае есть все три типа трубопроводов. Так, небольшая часть газопровода из Краснодарского края в Крым пролегает по дну Керченского пролива, а газопровод Джубга – Лазаревское – Сочи, представленный на рисунке 2, общей протяженностью чуть более 170 км тянется под водой на 90% своей длины. Он стал первым внутрироссийским морским газопроводом, чья задача – доставить природный газ жителям Сочи и Туапсинского района, а также обеспечить спортивные объекты и Адлерскую ТЭС.

Предпочтение морскому пути перед сухопутным в этом случае отдали с целью минимизировать экологический ущерб. Работы на сухопутном участке проводились также с наименьшим воздействием на ландшафт, сельскохозяйственные и лесные земли, для этого применялись современные технологии и методы строительства.



Рисунок 2 – Схема газопровода Джубга – Лазаревское – Сочи

Магистральные газопроводы обычно зарывают в грунт на 80 см до верхней линии трубы, если нет особых геологических или температурных условий.

На пересечении железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб. В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе

устанавливают линейные краны или задвижки с интервалом 10–30 км для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

## 2 Требования к трубам и материалам

Для строительства магистральных газопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямо шовные, спиральные и другие специальные конструкции, изготовленные из:

- углеродистых, реже легированных сталей диаметром 50 миллиметров;
- низколегированных сталей диаметром до 1020 миллиметров;

– низколегированных сталей в термически или термодинамически упрочнённом состоянии для труб диаметром до 1420 миллиметров;

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ8731–87, ГОСТ8732–87, ГОСТ8734–75, группы В. При соответствующем технико-экономическом обосновании можно использовать по ГОСТ9567–75. Трубы стальные электросварные диаметром до 800 миллиметров по ГОСТ20295–85.

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, дефекты и трещины любой протяжённости и глубины не допускаются. Отклонение от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб не должны превышать величин, приведённых в ГОСТах, а для труб диаметром свыше 800 миллиметров не должны превышать плюс минус 2 миллиметра.

Овальность концов труб, то есть отношение разности между наибольшими и наименьшими диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру, не должна превышать 1%. Овальность труб толщиной 20 миллиметров и более не должна превышать 0,8%.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 миллиметров на 1 метр длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 метров.

Трубы диаметром 1020 миллиметров и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали.

Отношение предела текучести к временному сопротивлению (то есть пределу прочности) и относительное удлинение металла труб должны удовлетворять требования СНиП.

Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки (в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной само защитной порошковой проволокой), а также электроконтактной сваркой – оплавлением.

Сталь труб должна хорошо свариваться.

Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирование) должно быть не более 102%.

В металле труб не допускается наличие трещин, плён, закатов, а также расслоений длиной более 80 миллиметров в любом направлении. Расслоение любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 миллиметров от торца не допускается.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщины стенки труб после зачистки не выходят за пределы допусков на толщину стенки.

Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжек, осевой рыхлости и других дефектов в формировании шва. Усиление наружного шва для труб с толщиной стенки до 10 миллиметров должно находиться в пределах 0,5 – 2,5 миллиметров, а более 10 миллиметров 0,5 – 3 миллиметров. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 миллиметров.

Смещение наружного и внутреннего слоёв заводского сварного шва не должно превышать 20% толщины стенки при толщине до 16 миллиметров и 15% более 16 миллиметров.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь раздел кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется техническими условиями.

Каждая труба должна проходить на заводах изготовителях испытания гидростатическим давлением.

Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими не разрушающимися методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест расшифровкой просвечиванием)

### 3 Физико-химические свойства газа в магистральном газопроводе

В состав газообразного топлива входят горючая и негорючая части. Чем больше горючая часть топлива, тем больше удельная теплота его сгорания. Различия в физико–химических и теплотехнических характеристиках газового топлива обусловлены разным количеством в составе газа горючих и негорючих газообразных компонентов, а также вредных примесей.

К горючим компонентам относятся следующие вещества: водород, метан, другие углеводороды, оксид углерода и сероводород.

Природные и попутные газы представляют собой не только высококалорийное топливо, но ценное сырье для химической промышленности.

Углеводороды метанового ряда имеют общую формулу  $C_nH_{2n+2}$ , где  $n$  – углеродное число, равное 1 для метана, 2 для этана, и 3 для пропана. С увеличением числа атомов в молекуле тяжелых углеводородов возрастают ее плотность и удельная теплота сгорания.

Метан  $CH_4$ , бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. В состав метана входит 75 % углерода и 25 % водорода; масса 1 м<sup>3</sup> метана равна 0,717 кг. Вследствие содержания в метане 25 % водорода (по массе) имеется большое различие между его высшей и низшей удельной теплотой сгорания. Высшая удельная теплота сгорания метана  $Q_v$  составляет 39 820 кДж/м<sup>3</sup>, 13 200 ккал/кг и 212 860 ккал/моль; низшая –  $Q_n$  – соответственно 35 880 кДж/м<sup>3</sup>, 11 957 ккал/кг и 191 820 ккал/моль. Содержание метана в природных газах достигает 98 %, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов.

Водород  $H_2$ , бесцветный нетоксичный газ не имеющего вкуса и запаха, масса 1 м<sup>3</sup> которого равна 0,09 кг. Он в 14,5 раза легче воздуха. Удельная теплота сгорания водорода составляет:

$Q_v$  – 12 750 кДж/м<sup>3</sup>, 33 850 ккал/кг и 68 260 ккал/моль;

$Q_n$  – соответственно 10 800 кДж/м<sup>3</sup>, 28640 ккал/кг и 57 740 ккал/моль.

Величина высшей теплоты сгорания превышает низшую теплоту сгорания, на величину, затрачиваемую на испарение воды, образующейся при сгорании водорода; 1 м<sup>3</sup> водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует 2,88 м<sup>3</sup> продуктов горения.

Водородно-воздушные смеси легко воспламеняемы и весьма пожароопасны.

Оксид углерода  $CO$ . Бесцветный газ без запаха и вкуса масса 1 м<sup>3</sup> которого составляет 1,25 кг; удельная теплота сгорания 13 250 кДж/м<sup>3</sup>, 2413 ккал/кг или 67 590 ккал/моль, Увеличение содержания оксида углерода за счет снижения балласта ( $CO_2 + N_2$ ) резко повышает удельную теплоту сгорания и

температуру горения низкокалорийных газов. В высококалорийных газах, содержащих метан и другие углеводороды, увеличение процентного содержания оксида углерода понижает удельную теплоту сгорания газа. При этом образуется  $2,88 \text{ м}^3$  продуктов горения. Вследствие малого их объема на каждый кубический метр оксида углерода приходится больше теплоты, чем на  $1 \text{ м}^3$  продуктов горения углеводородов.

Оксид углерода даже не поглощается угольным фильтром – это сильный яд. Оксид углерода легко вступает в соединение с гемоглобином крови. При содержании в воздухе  $0,04 \%$  CO примерно  $30 \%$  гемоглобина крови вступает в химическое соединение с оксидом углерода, при  $0,1 \%$  CO –  $50\%$ , при  $0,4 \%$  – более  $80\%$ . Оксид углерода относится к высокотоксичным газам, и находясь в помещении, воздух которого содержит  $0,2 \%$  CO, в течение  $1 \text{ ч}$  вредно для организма, а при содержании  $0,5 \%$  CO находясь в помещении даже в течение  $5 \text{ мин}$  опасно для жизни, а при  $1\%$  смерть.

В негорючую часть газообразного топлива входят азот, углекислый газ и кислород.

Азот  $\text{N}_2$ , бесцветный газ без запаха и вкуса. Плотность азота равна  $1,25 \text{ г/м}^3$ . Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью, на разрыв которой расходуется  $170,2 \text{ тыс. ккал/моль}$  теплоты.

Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчетах процесса горения его рассматривают как инертный газ. Содержание азота в различных газах колеблется в значительных пределах.

Окислы азота – выделяются при сгорании газа  $t = 1000 \text{ }^\circ\text{C}$  и вызывают кислородное голодание. Допустимый предел NO –  $0,02 \text{ мг/литр}$  – головная боль.  $\text{NO}_2$  – вызывает наркотическое действие, и в итоге отек легких.

Углекислый газ  $\text{CO}_2$ , бесцветный газ, тяжелый, малореакционный при низких температурах. Имеет слегка кисловатый запах и вкус. Концентрация  $\text{CO}_2$  в воздухе в пределах  $4\text{--}5 \%$  приводит к сильному раздражению органов дыхания, а в пределах  $10 \%$  вызывает сильное отравление.

Плотность  $\text{CO}_2$  составляет  $1,98 \text{ г/м}^3$ . Углекислый газ тяжелее воздуха в  $1,53$  раза, при температуре –  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  и давления  $5,8 \text{ МПа}$  ( $58 \text{ кгс/см}^2$ ) он

превращается в жидкость, которую можно перевозить в стальных баллонах. При сильном охлаждении  $\text{CO}_2$  застывает в белую снегообразную массу. Твердый  $\text{CO}_2$ , или сухой лед, широко используется для хранения скоропортящихся продуктов в других целях. Углекислота ( $\text{CO}_2$ ) – оказывает плохое воздействие. (сланцевый газ –  $\text{CO}_2$  – 16%). Человек не может вдыхать уже 1-2%  $\text{CO}_2$ . Если в воздухе содержится 3% дыхание человека становится тяжелым, а при 10% наступает обморочное состояние.

Кислород  $\text{O}_2$ , газ без запаха, цвета и вкуса. Плотность его составляет 1,43 г/м<sup>3</sup>. Присутствие кислорода в газе понижает удельную теплоту сгорания и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1 % от объема.

К вредным примесям относятся следующие газы.

Сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , бесцветный газ с сильным запахом, напоминающим запах тухлых яиц, обладает высокой токсичностью. Масса 1 м<sup>3</sup> сероводорода равна 1,54 кг.

Сероводород, действуя на металлы, образует сульфиды. Он оказывает сильное корродирующее воздействие на газопроводы, особенно при одновременном присутствии в газе  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{O}_2$ . При сжигании сероводород образует сернистый газ, вредный для здоровья и оказывающий коррозионное воздействие на металлические поверхности. Содержание сероводорода в газе не должно превышать 2 г на 100 м<sup>3</sup> газа. Сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  – имеет неприятный запах – вызывает смерть от остановки дыхания. Норма 0,01 мг/литр. Допустимая концентрация 0,02 мг/литр. 1,5 мг/литр – наступает смерть в течении 1–5 минут.

Цианистоводородная (синильная) кислота  $\text{HCN}$ , представляет собой бесцветную легкую жидкость с температурой кипения 26 °С. Вследствие такой низкой температуры кипения  $\text{HCN}$  находится в горючих газах в газообразном состоянии. Синильная кислота очень ядовита, обладает корродирующим воздействием на железо, медь, олово, цинк и их сплавы. Поэтому допускается наличие не более 5 г цианистых соединений (в пересчете на  $\text{HCN}$ ) на каждые

100 м<sup>3</sup> газа. Цианистый водород – HCN – содержится в коксовом газе, вдыхание малого количества смерть.

#### 4 Влияние природного газа на окружающую среду

Газовая промышленность одна из отраслей топливной промышленности. Ее задачами является разведка месторождений, добыча, транспортировка, переработка и использование газа в промышленных и бытовых нуждах. На каждом этапе этой деятельности возникают проблемы, связанные с негативным влиянием на природную среду.

Есть типичные экологические проблемы газовой промышленности, присущие практически любой производственной деятельности человека. Это загрязнение атмосферного воздуха отработанными выхлопными газами и отравляющими веществами, вод неочищенными стоками и химическими веществами, почв отходами производства и бытовыми отходами.

Есть проблемы, возникающие с охраной окружающей среды, у газовой, как одного из видов добывающей промышленности. Это повреждение почвы и грунтов тяжелой гусеничной техникой, особенно в регионах, где плодородный слой почвы тонкий и трудно восстанавливаемый. Уничтожение растительности и животного мира, связанные с авариями на скважинах и при транспортировке. Деформация земных пластов после выкачивания полезных ископаемых, что иногда приводило даже к землетрясениям.

Сущность экологических проблем газовой промышленности в основном характеризуется повседневно-бытовым обеспечением жизнедеятельности человека. Речь идет о сжигании газа и вместе с ним кислорода, содержащегося в атмосфере.

Природный газ считается одним из самых чистых органических видов топлива. Сгорая, он меньше других энергоносителей, выделяет отравляющих и вредных веществ. Но в совокупности со сжиганием других видов топлива, увеличивается содержание углекислого газа в защитных слоях атмосферы. Возникает так называемый парниковый эффект. Происходит потепление климата Земли, со всеми вытекающими отсюда последствиями.

В 1997 году в Киото (Япония) был подписан международный протокол, ограничивающий количество выбросов промышленными предприятиями. Его подписали и ратифицировали 181 страна, на долю которых приходится более 61% таких выбросов.

Население также сжигает природный газ для приготовления пищи, подогрева воды, отопления жилья и как топливо для автотранспорта.

Сродни перечисленным проблемам и сжигание сопутствующего газа, который не используется, а утилизируется. То есть не приносит никакого экономического или утилитарно-бытового эффекта, а носит исключительно вредоносный характер, сжигая одновременно с газом и кислород.

Не стоит забывать об экологических проблемах, возникающих в связи с использованием газа на предприятиях химической промышленности и тепловых станциях.

Если остановиться на экологических проблемах газовой промышленности России, то они мало чем отличаются от общемировых. Но есть одна существенная особенность, а именно то, что Россия ведет добычу газа в районах Крайнего Севера и в последнее время осваивает месторождения, находящиеся за полярным кругом. В суровых климатических условиях тяжело приходится жить и работать не только людям, растительный и животный мир этих регионов очень уязвим. Потому все чаще возникают предложения о переходе промышленной добычи к разумному удовлетворению потребностей и тем самым сохранению природных запасов для будущих поколений. Щадящий режим природопользования даст возможность не только остановить разрушение биосферных комплексов, приостановить негативное влияние на природу и приступить к ее восстановлению.

## 5 Анализ основных причин аварий

На сегодняшний день общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов в Российской Федерации составляет более 250 тыс. км, из которых: магистральные газопроводы – 175 тыс. км; магистральные нефтепроводы – 55 тыс. км, нефтепродуктопроводов 20 тыс. км. В настоящее время в системе магистрального трубопроводного транспорта эксплуатируется более 7000 поднадзорных Ростехнадзору объектов. Специфика эксплуатации трубопроводного транспорта напрямую связана с риском каскадного развития аварий. Поэтому обеспечение безопасности магистральных нефтегазопроductопроводов имеет огромное значение для энергетической безопасности страны.

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение работоспособного состояния линейной части промысловых и

магистральных трубопроводов. Многочисленные обследования показывают, что подземные газопроводы, работающие при нормальных режимах, находятся в удовлетворительном состоянии в течение нескольких десятков лет, а затем под воздействием коррозии происходит разрушение металла, со всеми вытекающими последствиями. Этому способствует то большое внимание, которое уделяется систематическому контролю состояния подземных и надземных газопроводов и своевременная ликвидация появляющихся дефектов.

Известно, что основная часть газотранспортной системы России была построена в 60–70 годы прошлого века. Магистральным газопроводам на данный момент уже более 50 лет, они давно считаются изношенными, к настоящему времени износ основных фондов по линейной части магистральных газопроводов составляет 50–70%.

Как правило, большинство дефектов на газопроводах появляется в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связано с рядом трудностей и большими материальными затратами. Совершенно очевидно, что вскрытие газопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность объекта. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилия специализированных научно–исследовательских и проектных организаций направлены на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных газопроductопроводов без их вскрытия. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, однако при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

Основные сценарии возможных аварий на газопроводах связаны с разрывом труб на полное сечение и истечением газа в атмосферу в критическом режиме (со скоростью звука) из двух концов газопровода (вверх и вниз по потоку). Протяженность разрыва и вероятность загорания газа имеют определенную связь как с технологическими параметрами трубопровода (его энергетическим потенциалом), так и с характеристиками грунта (плотность,

наличие каменистых включений). Для трубопроводов большого диаметра (1200–1400 мм) характерны протяженные разрывы (50–70 м и более) и высокая вероятность возгорания газа.

Горение газа может протекать в двух основных режимах. Первый из них предстает, как правило, в виде двух независимых (слабо взаимодействующих) настильных струй пламени с ориентацией, близкой к оси газопровода. Это характерно в основном для трубопроводов большого диаметра (1200 –1400 мм), так называемый режим «струйного» пламени. Ко второму следует отнести результирующий (по расходу газа) столб огня с близкой к вертикальной ориентацией (горение «в котловане»). Данный режим горения газа более характерен для трубопроводов относительно малого диаметра ( 500 – 1200 мм). Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах по данным Ростехнадзора за 2008–2016 гг. представлено на рисунке 3.



Рисунок 3 – Распределение причин аварий на магистральных газопроводах за 2008–2016 гг.

Количество природного газа, способного участвовать в аварии, зависит от диаметра газопровода, рабочего давления, места разрыва, времени идентификации разрыва, особенностей расстановки и надежности срабатывания линейной арматуры. Согласно статистике, средние потери газа на

одну аварию варьируются в диапазоне от двух с половиной до трех миллионов кубометров.

Для анализа причин и прогнозирования на ближайшую перспективу ожидаемой интенсивности аварий были использованы данные и обобщения, публикуемые в официальных источниках, в том числе в ежегодных отчетах Ростехнадзора. Результаты анализа сведений, содержащихся в ежегодных отчетах о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Причины аварий на трубопроводах

№	Причина	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	Конструктивные недостатки (брак изделия)	2	4	1	1	0	0	0	3	1	0
2	Брак строительства/ изготовления	3	2	3	4	8	2	2	6	3	0
3	Коррозия металла трубы (КРН)	14	8	7	15	6	6	5	6	2	6
4	Ошибочные действия персонала при эксплуатации	1	0	5	0	1	0	1	0	0	1
5	Износ оборудования	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
6	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
7	Механическое воздействие	3	7		1	1	1	4	1	3	1
ИТОГО:		23	21	16	21	16	9	14	16	9	8

Обобщенные сведения об аварийности и дефектности на газопроводах ОАО «Газпром» за период с 1991 по 2002 г. приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Аварийность и дефектность

Год	Общая протяженность газопроводов, тыс. км	Аварийность		Дефектность (свищи, трещины и т.п.), выявлено и устранено	
		число аварий	интенсивность, 1/1000 км в год	число дефектов	интенсивность, 1/1000 км в год
1991	132,14	36	0,27	470	3,56
1992	135,11	25	0,19	405	3,00
1993	138,08	30	0,22	322	2,33
1994	139,30	28	0,20	588	4,22
1995	140,80	30	0,21	509	3,61
1996	145,16	35	0,24	411	2,83
1997	146,72	39	0,27	520	3,54
1998	148,23	35	0,24	595	4,01
1999	148,80	23	0,18	1096	7,37
2000	148,90	33	0,22	1006	6,71
2001	148,90	31	0,21	2090	14,07
2002	151,62	32	0,21	1453	5,58

Из вышеприведенных данных видно, что наибольшее число аварий на линейной части МГ происходило вследствие наружной и внутренней коррозии

(26 %), брака строительно-монтажных работ (25,8 %) и механических повреждений (21 %).

Отдельно можно выделить аварии, происходившие на участках переходов через водные преграды как наиболее сложные в инженерном отношении участки линейной части МГ. Изменение интенсивности аварий (кол. аварий / 1000 км в год) на газопроводах РФ. различных диаметров, 2000–2010 гг. представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Соотношение диаметра и количества аварий

Диаметр, мм	Год										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1420	0,53	0,31	0,23	0,08	0,07	0,06	0,10	0,02	0,08	0,1	0,06
1220	0,53	0,24	0,27	0,26	0,41	0,25	0,24	0,07	0,11	0,14	0,19
1020	0,36	0,43	0,36	0,42	0,58	0,46	0,11	0,28	0,65	0,27	0,32
820	1,49	0,43	0,21	0,60	0,62	0,61	1,00	0,58	0,18	0,53	0,18
720	0,31	0,38	0,27	0,80	0,35	0,77	0,92	0,40	0,74	-	0,46
530	0,45	0,42	-	0,49	1,03	0,64	0,80	0,40	0,48	0,14	0,31
<530	0,33	0,30	0,14	0,34	0,51	0,51	0,81	0,33	0,38	0,54	0,25

Анализ статистических данных показал, что интенсивность аварий на магистральных трубопроводах имеет выраженный региональный характер, то есть определяется не только общими показателями научно–технического прогресса в отрасли, но и целым рядом локальных факторов климатического, инженерно – геологического и геодинамического характера, особенностями сооружения и эксплуатации конкретного участка, развитостью промышленной и транспортной инфраструктуры, общей хозяйственной активностью в регионе.

Основную опасность аварийной разгерметизации газопроводов представляют:

- участки газопроводов после компрессорных станций (до 5 км) – вследствие нестационарных динамических нагрузок;
- участки газопроводов на узлах подключения;
- участки подводных переходов;

– участки, проходящие вблизи населенных пунктов и районов с высоким уровнем антропогенной активности (районы строительства, пересечения с автомобильными и железными дорогами).

Имеющиеся статистические данные свидетельствуют о том, что соблюдение установленных нормативных расстояний при укладке в одном коридоре различных веток магистральных газопроводов является мерой, достаточной для предотвращения вариантов цепного развития аварий (т.е. происходящих по принципу «домино»).

Проявление аварийности на магистральных газопроводах, представляющих протяженные линейные сооружения, носит ярко выраженный территориальный характер. Региональное проявление аварийности связано с различием в разных регионах инженерно–геологических особенностей трасс, состоянием сети дорог, общим уровнем промышленного и сельскохозяйственного развития.

Проведенный анализ показал, что скорость коррозии в естественных почвенных условиях вследствие относительно низких температур в 15–20 раз выше. Особое значение имеют показатели региональной сельскохозяйственной и промышленной активности, влияющей на механическую и коррозионную повреждаемость магистральных трубопроводов. Региональный характер проявления аварийности, помимо общих технологических причин и антропогенного влияния, определяется сложными геодинамическими процессами в верхнем слое земной коры.

Анализ показал существенные различия (до 40 раз) в интенсивности аварий в разных областях Российской Федерации. Это необходимо учитывать при анализе риска. В ряде районов, помимо этого, необходимо производить более детальные уточнения с учетом конкретной местной специфики трассы трубопровода. Из–за отсутствия инженерных методик такие уточнения рекомендуется выполнять введением специального коэффициента, определяемого методом экспертных оценок. Также нередко причинами отказов являются плановые и глубинные деформации русла рек в створе перехода, размывы берегов, механические повреждения судовыми якорями, волокушами,

льдом, потеря устойчивости трубопровода, коррозия и брак труб, а также дефекты строительно–монтажных работ.

Результаты выполненного ООО «ВНИИГАЗ» обобщения данных фирмы «Подводгазэнергосервис» и ИЦ «ВНИИСТ–Поиск» по основным причинам повреждений на подводных переходах приведены в табл. 4.

Таблица 4 – Основные причины повреждения

Основные причины повреждений подводных переходов МГ	Доля от общего количества аварий на переходах, %
<b>В русловой части (60 %)</b>	
Брак СМР	36
Коррозия	2
Разрыв трубы с последующим разрывом гидродинамическим напором	7
Всплытие трубы	4
Повреждение судами	7
Неустановленные причины	4
<b>В пойменной части (40 %)</b>	
Брак СМР	22
Коррозия	12
Оползни	2
Неустановленные причины	4

Аварии в русловой части чаще всего происходят в период весеннего паводка. Благодаря созданной в ОАО «Газпром» системе периодического контроля и профилактического ремонта аварии на этой части переходов сейчас довольно редки. По оценкам специалистов, интенсивность аварий в русловой части переходов примерно в 5–7 раз выше аналогичного показателя для смежных «сухопутных» участков.

В пойменной части подводных переходов разрывы трубопроводов возникают в основном в зимнее время. Это объясняется тем, что из-за нарушения изоляционного покрытия отдельных участков газопроводов на них может возникнуть коррозия, связанная с повышенной увлажненностью почв и интенсивными геохимическими процессами. Ослабленные коррозией участки труб могут быть легко разрушены под воздействием интенсивных сжимающих нагрузок со стороны обводненных грунтов при их промерзании.

Следует выделить основные проблемы, решение которых позволит в некоторой степени уменьшить аварийность объектов газового профиля.

Во-первых, основной упор делается на противодействие видимым (актуальным на сегодня) опасностям в ущерб деятельности по профилактике опасностей на стадии проектирования и ранних стадиях жизненного цикла объекта.

Во-вторых, происходит многократное повторение однотипных чрезвычайных ситуаций, по причине отсутствия механизмов учета опыта расследования инцидентов, отказов и аварий в профилактике ЧС на стадиях проектирования, строительства, реконструкции и эксплуатации объекта.

Кроме того, можно отметить недостаточную эффективность действующих служб мониторинга. Службы отслеживания фактической обстановки на предприятиях, как правило, ограничиваются фиксацией «физических» явлений и процессов. Они не встроены в системы, обеспечивающие синтез и анализ наблюдений, принятие управленческих решений и корректировку собственной деятельности.

## 6 Крупные аварии на магистральных газопроводах в России

В таблице 5 представлены крупные аварии на магистральных газопроводах в России с 2007 по 2012 гг.

Таблица 5 – Крупные аварии на магистральных газопроводах в России с 2007 по 2012 гг.

Год	Авария
1	2
2007	В ночь на 26 июля произошли взрыв и пожар на магистральном газопроводе во Всеволожском районе Ленинградской области на участке Северная ТЭЦ (Петербург) – Лаврики (Ленинградская область). Газопровод является частью единой системы газоснабжения Санкт-Петербурга и области. Авария сопровождалась сильным выбросом пламени и дыма, принявшим форму гриба, что вызвало панику среди жителей города. В районе происшествия загорелся лес и торфяники на площади около двух гектаров. В борьбе с огнем были задействованы 25 пожарных расчетов. Пострадавших нет.

2008	13 января в результате взрыва на магистральном газопроводе в Тоснинском районе Ленинградской области возник пожар. В момент пожара высота огненного столба достигала 100 метров. На момент локализации пожара выгорело около 0,5 гектара окружающей газопровод территории. Жертв и пострадавших не было.
2008	17 февраля авария произошла на магистральном газопроводе под Валдаем (Новгородская область). При разрыве газопровода произошли загорание газа и значительный выброс пламени. Пламя из газопровода подожгло три строения, находившиеся от места разрыва на расстоянии примерно в 200 метров. Два частных жилых дома были полностью уничтожены. В них проживали 11 человек, среди которых было несколько детей. Двум жительницам сгоревших домов в связи с пережитым стрессом потребовалась медпомощь. Одна из них была госпитализирована в Валдайскую центральную районную больницу. В результате аварии в течение почти двух часов было перекрыто движение по федеральной трассе Москва – Санкт-Петербург.
2009	В ночь с 9 на 10 мая на Озерной улице на западе Москвы произошел взрыв на газопроводе и сильнейший пожар, признанный самым большим в послевоенной

Продолжение таблицы 5

1	2
	истории столицы. На его тушение ушло свыше 15 часов, пострадали пять человек, сгорели и получили повреждения более 80 автомашин. По данным специалистов Ростехнадзора, причиной взрыва на газопроводе стали нарушения при строительстве в 1980 году и при ремонте в 1996 году, а также некачественный материал, из которого сделан трубопровод.
2009	28 сентября произошел прорыв магистрального газопровода в районе 32-го километра Новорижского шоссе в ближнем Подмоскowie. Разрыв трубы с воспламенением произошел в результате того, что водитель легкового автомобиля не справился с управлением и врезался в задвижку газопровода. В результате возник сильный пожар, мужчина погиб. Из-за аварии без газа остались две больницы, временно была прекращена подача газа в 1095 коттеджей, 200 квартир и семь котельных.
2010	26 апреля на Дмитровском шоссе Москвы произошло ЧП на газопроводе. Во время опрессовки нового газопровода в доме произошел взрыв сжатого воздуха. Один человек погиб, с травмами различной тяжести были госпитализированы двое прохожих и прораб.

2010	20 октября произошел взрыв газа на трубопроводе на месторождении Ханчейское в Ямало-Ненецком автономном округе. Взрыв произошел на кране, подводящем трубопровод природного газа к цеху газоперекачивающего агрегата установки комплексной подготовки газа Ханчейского месторождения ООО "НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ", расположенном в 180 километрах от города Тарко-Сале. В результате взрыва пожара не возникло, но было разрушено здание производственно-эксплуатационного блока. 13 человек получили травмы различной степени тяжести. Один из пострадавших скончался.
2011	19 июля на территории строящегося компрессорного цеха компрессорной станции "Байдарацкая" системы магистральных газопроводов "Бованенково-Ухта", расположенной на территории Ямальского района в 180 километрах от поселка Бованенково (ЯНАО), произошел взрыв трубопровода. ЧП произошло в результате нарушения правил безопасности при ведении работ, а именно при подготовке магистрального газопровода к испытанию, в ходе перепуска воздуха под давлением. В результате взрыва пострадало 11 работников ОАО "Ленгазспецстрой", один из них впоследствии скончался

Продолжение таблицы 5

1	2
2011	19 июля возник пожар на газопроводе на улице Гагарина в Ярославле. Произошло возгорание остатков газа в трубе. В результате загорелась стоящая рядом строительная техника –машина "УАЗ" и экскаватор. Пострадал водитель автомобиля, который был доставлен в больницу.
2011	29 сентября произошел прорыв и возник пожар на ответвлении газопровода Калуга – Белоусово, ведущего к населенному пункту Памяти Октября в районе Малоярославца Калужской области. Через четыре часа пожар был потушен. В результате аварии никто не пострадал.
2012	24 апреля произошел взрыв магистрального газопровода в Федоровском районе Саратовской области. На месте взрыва возник пожар. Газоснабжение населения прервано не было, жертв и пострадавших нет.
2012	В ночь на 18 мая на участке магистрального газопровода Моздок-Казимагомед в Кизилюртовском районе республики Дагестан произошел пожар. В результате без газа остались города Кизилюрт и Хасавюрт, а также ряд населенных пунктов Кизилюртовского, Хасавюртовского и Казбековского районов республики. Жертв нет.

2012	10 сентября в Москве в районе 89-го километра МКАД при проведении работ по опрессовке труб газопровода бригадой рабочих газовой службы произошел взрыв. В результате аварии погибли три человека.
2012	19 октября в городе Ижевске на подземном газопроводе высокого давления произошел прорыв – трубу повредил подрядчик, проводивший работы по благоустройству пешеходного перехода. В результате аварии без газа остались два района города с населением около 110 тысяч человек (население Ижевска - около 600 тысяч человек) и 31 промышленное предприятие.
2012	3 ноября на участке в районе населенного пункта Алмазово Московской области произошла авария магистрального газопровода высокого давления "Оборники – Щитниково" и начался пожар. Высота пламени достигала до 10 метров. Без газоснабжения остались три населенных пункта – Балашиха, Момино, Черная. В садовом товариществе "Алмаз-1" Щелковского района загорелись десять частных домов.

## 7 Оценивание риска аварий

Вследствие аварии на газопроводе возможно возникновение следующих поражающих факторов:

- воздушная ударная волна;
- разлет осколков;
- термическое воздействие пожара.

В настоящее время все большее распространение приобретает так называемая количественная оценка риска аварий. Специалисты отмечают, что подобный метод эффективен в следующих случаях:

- в процессе разработки проектных решений, а также при размещении опасного производственного объекта и технических устройств.
- в сравнительных процедурах, а также обоснованиях технических решения и мероприятий, обеспечивающих защиту объекта.
- оценки последствий чрезвычайных происшествий и аварий на опасных производственных объектах, вызванных выбросом опасных и токсичных веществ.

Этот подход имеет как свои достоинства, так и недостатки. К первым относится:

- выявление «проблемных зон» исключительно математическими методами.
- возможность на основе единых показателей сравнение разнообразных видов опасностей.
- наглядность выводов и результатов расчетных показателей.

Данная система имеет и недостатки:

- большой объем данных и расчетных показателей.
- зависимость расчетов от исходной информации, ее достоверности и допущений.

Большое значение для проведения корректной и эффективной процедуры оценки риска аварий на опасном производственном объекте имеет нормативно–техническая база, которая в Российской Федерации достаточно полноценна и эффективна. Более того, она практически не отличается от аналогичного зарубежного регламента, за исключением некоторых специализированных методик и положений, используемых в отдельных отраслях. Тем не менее методология в области промышленной безопасности, в том числе в сфере оценки риска возникновения аварий продолжает развиваться.

Ниже представлена методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. По данной методике будет произведен расчет основных параметров по которым можно будет судить о величине ущерба при аварии на магистральном газопроводе.

Истечение сжатого газа.

Массовая скорость истечения сжатого газа из резервуара определяется по формуле:

$$G = A_{hol} \cdot \mu \left[ P_v \cdot \rho_v \cdot \gamma \cdot \left( \frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}} \right]^{\frac{1}{2}} ; \quad (1)$$

где  $G$  – массовый расход газа, кг/с;

$P_v$  – давление газа в резервуаре, Па;

$\gamma$  – показатель адиабаты газа;

$A_{hol}$  – площадь отверстия, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – коэффициент истечения (принимать равным 0,8);

$\rho_v$  – плотность газа в резервуаре при давлении  $P_v$ , кг/м<sup>3</sup>.

Количественная оценка массы горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения пожароопасных ситуаций

Количество поступивших в окружающее пространство горючих веществ, которые могут образовать взрывоопасные газопаровоздушные смеси или проливы горючих сжиженных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на подстилающей поверхности, определяется, исходя из следующих предпосылок:

а) происходит расчетная авария одного из резервуаров (аппаратов) или трубопровода;

б) все содержимое резервуара (аппарата, трубопровода) или часть продукта (при соответствующем обосновании) поступает в окружающее пространство. При этом в случае наличия на объекте нескольких аппаратов (резервуаров) расчет следует проводить для каждого резервуара (аппарата);

в) при разгерметизации резервуара (аппарата) происходит одновременно утечка веществ из трубопроводов, питающих резервуар по прямому и обратному потоку в течение времени, необходимого для отключения трубопроводов. Расчетное время отключения трубопроводов определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии.

При отсутствии данных допускается расчетное время отключения технологических трубопроводов принимать равным:

– времени срабатывания системы автоматики отключения трубопроводов согласно паспортным данным установки, если вероятность отказа системы

автоматики не превышает 0,000001 в год или обеспечено резервирование ее элементов;

–120 с, если вероятность отказа системы автоматики превышает 0,000001 в год и не обеспечено резервирование ее элементов;

– 300 с при ручном отключении;

г) в качестве расчетной температуры при пожароопасной ситуации с наземно-расположенным оборудованием допускается принимать максимально возможную температуру воздуха в соответствующей климатической зоне, а при пожароопасной ситуации с подземно расположенным оборудованием – температуру грунта, условно равную максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

д) длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для проливов жидкости до 20 кг время испарения допускается принимать равным 900 с.

Допускается использование показателей пожароопасности и взрывоопасности для смесей веществ и материалов по наиболее опасному компоненту.

Масса паров газа высвободившихся и трубопровода

В случае наполнения резервуара масса паров определяется по формуле:

$$m_v = \frac{\rho_v \cdot V_R \cdot P_H}{P_0}; \quad (2)$$

где:

$$\rho_v = \frac{M}{V_0 + (1 + 0,00367 \cdot t_0)}; \quad (3)$$

где  $m_v$  – масса выходящих паров газа, кг;

$\rho_v$  – плотность паров газа, кг/м<sup>3</sup>;

$P_H$  – давление насыщенных паров газа при расчетной температуре, кПа, определяемое по справочным данным;

$P_0$  – атмосферное давление, кПа (допускается принимать равным 101);

$V_R$  – геометрический объем паровоздушного пространства резервуара (при отсутствии данных допускается принимать равным геометрическому объему резервуара), м<sup>3</sup>;

$M$  – молярная масса газа, кг/кмоль;

$V_0$  – мольный объем, равный 22,413 м<sup>3</sup>/моль;

$t_0$  – расчетная температура, °С.

Максимальные размеры взрывоопасных зон.

Радиус  $R_{\text{НКПР}}$  (м) и высота  $Z_{\text{НКПР}}$  (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени (далее – НКПР), при неподвижной воздушной среде определяется по формулам:

– для горючих газов (далее – ГГ):

$$R_{\text{НКПР}} = 7,8 \cdot \left( \frac{m_{\text{Г}}}{\rho_{\text{Г}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}; \quad (4)$$

$$Z_{\text{НКПР}} = 0,26 \cdot \left( \frac{m_{\text{Г}}}{\rho_{\text{Г}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}; \quad (5)$$

где  $m_{\text{Г}}$  – масса ГГ, поступившего в открытое пространство при пожароопасной ситуации, кг;

$\rho_{\text{Г}}$  – плотность ГГ при расчетной температуре и атмосферном давлении, кг/м<sup>3</sup>;

$C_{\text{НКПР}}$  – нижний концентрационный предел распространения пламени ГГ, % .

Любые аварии на газопроводах приводят к перебоям или прекращению подачи газа на электростанции и котельные.

Разрывы на магистральных ветках газопровода наиболее опасны, поскольку в таком случае целым регионам угрожает ограничение подачи газа. Существенный риск возникает и при разрывах на распределительных газопроводах, непосредственно ведущих к электростанции, ТЭЦ или котельной. Аварии на других участках газовой сети менее значимы, так как во многих случаях существует параллельная или резервная труба.

Сложность аварии характеризуется причиненным ущербом и временем, необходимым для восстановления нормальной подачи газа (от нескольких часов до нескольких суток).

К основным причинам аварий на газопроводах различных объектов газового хозяйства относятся: дефекты в сварных стыках; разрывы сварных стыков; дефекты в трубах, допущенные на заводе–изготовителе; разрывы компенсаторов; провисание газопровода; некачественная изоляция или ее повреждение; коррозионное разрушение газопровода; повреждение газопроводов при производстве земляных работ; повреждение надземных газопроводов транспортом; повреждение от различных механических усилий.

Из расчетов по приведенным формулам видно, что при аварии на магистральном трубопроводе с утечкой природного газа, истечение газа из трубопровода составляет,  $G=1800,72$  кг/с. Масса паров природного газа высвободившихся из трубопровода составит,  $m_v=197298,6$  кг. Радиус зон поражения составляет,  $R_{НКПР}=320$  метров, а высота,  $Z_{НКПР}=11$  метров.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной курсовой работе рассмотрена проблема аварийности магистральных газопроводов. Проведена оценка последствий аварии на магистральном газопродуктопроводе проходящему по территории Краснодарского края.

Для этого определено понятие магистрального газопровода; определены физические характеристики и условия транспортировки и распространения газа.

Проведен анализ данных по авариям, произошедших на магистральных газопроводах и определены основные причины возникновения аварии.

Рассмотрены и проанализированы физико–химические свойства газа.

Анализ причин возникновения аварии позволил сформировать пессимистичный сценарий возникновения аварии на магистральном газопроводе и сформировать исходные данные для оценки риска аварии.

В соответствии с приказом номер 404, разработана модель оценивания последствий аварии на магистральном газопроводе. Определено, что при принятом сценарии развития аварии и исходных данных, по приведенным формулам видно, что при аварии на магистральном трубопроводе с утечкой природного газа, истечение газа из трубопровода составляет,  $G=1800,72$  кг/с. Масса паров природного газа высвободившихся из трубопровода составит,  $m_v=197298,6$  кг. Радиус зон поражения составляет,  $R_{НКПР}=320$  метров, а высота,  $Z_{НКПР}=11$  метров.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/)
- 2 Владимиров, А.И. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / А.И. Владимиров, В.Я. Кершенбаум. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2009.
- 3 Башкин, В.Н. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения / В.Н. Башкин, Р.В. Галиулин, Р.А. Галиулина. – М.: Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2010.
- 4 Лисанов, М.В. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев. – М.: Безопасность труда в промышленности, 2010.
- 5 Мокроусов, С.Н. Проблемы обеспечения безопасности магистральных и межпромысловых нефтегазопроductопроводов. Организационные аспекты предупреждения несанкционированных врезок / С.Н. Мокроусов. – М.: Безопасность труда в промышленности, 2006.
- 6 Ревазов, А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий / А.М. Ревазов. – М.: Управление качеством в нефтегазовом комплексе, 2010.
- 7 Шумайлов, А.С. Диагностика магистральных трубопроводов/ А.С. Шумайлов. – М.: Диагностика магистральных трубопроводов, 1992.
- 8 Прусенко, Б.Е. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: учеб. пособие для вузов/ Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюк. Анализ опасностей, 2003.
- 9 Шумайлов, А.С. Экологический контроль в природно-территориальных комплексах трубопроводного транспорта / А.С. Шумайлов, А.Г. Гуменов, О.И. Молдованов. – М.: Диагностика магистральных трубопроводов, 1992.

- 10 СНиП 2.05.06–85, Магистральные газопроводы, 2008.
- 11 ГОСТ Р 51164–98, Трубопроводы стальные магистральные.
- 12 Белов, С.В. Безопасность жизнедеятельности, 7–е издание / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др. – М.: Высшая школа, 2007.
- 13 Приказ № 404, Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, 2009.
- 14 Приказ № 365, Руководство по безопасности: Методика оценка риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных газов, приказ, 2015.
- 15 Голубин, С.И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов/С.И. Голубин – М.: Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, 2012.
- 16 Коршак, А.А. Надежность магистральных газопроводов / А.А. Коршак. – М.: Обеспечение надежности магистральных трубопроводов, 2000.
- 17 Садов, А.П. Экологическая оценка качества строительства объектов магистральных газопроводов по материалам производственного контроля / А.П. Садов, Б.А. Новаковский, П.Е. Каргашин, С.В. Прасолов. – М.: Экология и промышленность России , 2009.
- 18 Состав и физические свойства природного газа [Электронный ресурс]/ Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/5807349/>
- 19 Физические и химические свойства метана [Электронный ресурс]/ Режим доступа: <http://fb.ru/article/319406/jidkiy-metan-osobennosti-i-primenenie/>
- 20 Новаковский, Б.А. Методика комплексной картографической оценки последствий экологических нарушений при строительстве магистральных газопроводов / Б.А. Новаковский, П.Е. Каргашин, Р.В. Пермяков, А.И. Прасолова. – М.: Экология и промышленность России , 2011.
- 21 Кушнир, С.Я. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы / С.Я. Кушнир, С.А. Пульников, Ю.С. Сысоев. – М.: Известия высших учебных заведений. Нефть и газ , 2012.

