



## Геоэкология и безопасность жизнедеятельности

УДК 622 692.4+331.458

### ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПРИРОДНЫМ ФАКТОРОМ, НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ PASCUALES – CUENCA (ЭКВАДОР)

Дж.ЗАМБРАНО<sup>1</sup>, С.В.КОВШОВ<sup>2</sup>, Е.А.ЛЮБИН<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Национальный политехнический университет Эквадора, Кито, Эквадор

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

В работе представлен анализ природной составляющей риска аварий на магистральном нефтепроводе Pascuales – Cuenca (Эквадор). Ввиду относительно слабой проработанности механизма оценки природного фактора аварийности на магистральных нефтепроводах в наиболее распространенных методах анализа риска аварий в мире, в качестве методической основы анализа используются «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов», разработанные в России в 2016 г. Методические рекомендации доработаны для применения в условиях нефтепроводов Латинской Америки. Установлено, что на долю природного фактора аварийности на магистральных трубопроводах в Эквадоре приходится около 15 % случаев. Физико-географические особенности района расположения основного магистрального нефтепровода Эквадора Паскуалес – Куэнка и его относительно небольшая длина позволяют выделить на протяжении три участка, анализируемые с точки зрения риска аварий: низменный приморский, равнинно-возвышенный и предгорный. Расчетным и аналитическим образом установлено, что максимальная прогнозируемая удельная частота аварий характерна для низменного приморского участка трубопровода. Показано, что это обусловлено особенностями физико-химических свойств грунтов и значительной сейсмической активностью.

**Ключевые слова:** риск аварий, магистральный нефтепровод, природный фактор аварийности, методы оценки риска, физико-механические свойства грунтов, линейная арматура, мониторинг деформаций

**Как цитировать эту статью:** Замбрано Дж. Оценка риска аварий, обусловленных природным фактором, на магистральном нефтепроводе Pascuales – Cuenca (Эквадор) / Дж.Замбрано, С.В.Ковшов, Е.А.Любин // Записки Горного института. 2018. Т. 230. С. 190-196. DOI: 10.25515/PMI.2018.2.190

**Введение.** Оценка риска возникновения аварии на любом опасном производственном объекте является важнейшим элементом обеспечения производственной безопасности [3, 5, 6]. В настоящее время существует целый ряд методов и методик количественной и качественной оценки риска возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах [2]. Наиболее популярные и востребованные в мировой практике методы анализа риска аварий: Check-List, What-If, HAZID, PNA, QRA, ETA, FTA, FMESA, HAZOP.

У каждого из существующих методов имеются собственные преимущества: от простоты анкетной оценки, обусловленной экспертным восприятием состояния нефтепровода (методы Check-List и What-If), до использования высокоточных датчиков состояния различных параметров эксплуатации объекта с автоматизированным внесением соответствующих правок при наличии отклонений в работе (метод HAZOP). Однако у всех этих методов имеется один общий недостаток – отсутствие полноценной возможности оценки удельной доли факторов аварийности принципиально различного происхождения: антропогенных, природных, конструкционных, технологических и др.

В решении этой методической проблемы в 2016 г. был достигнут определенный успех. Научными сотрудниками российской Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору были разработаны «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [1]. В этом нормативном документе предложена дополняющая существующие методики оценки риска аварий последовательность анализа, которую возможно адаптировать не только на российские условия эксплуатации магистральных нефтепроводов, но и в практике управления промышленной безопасностью любой другой страны.

**Постановка проблемы.** Одним из ключевых факторов, определяющих вероятность возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах, являются особенности природной



среды. Данный фактор особенно сильно проявляется на территориях, имеющих значительные отклонения от среднестатистических параметров: в условиях крайне низких или крайне высоких температур, повышенной влажности, крайне нестабильных грунтов [9], значительных перепадов высот, наличия развитой гидрологической сети.

Практически каждый из вариантов, усложняющих эксплуатацию нефтепроводов, встречается в Республике Эквадор. В этом небольшом по площади государстве (283560 км<sup>2</sup>) имеются и приморские низменности, примыкающие к Тихому океану, и высокогорные районы Анд (с отметками высот до 6000 м), и низменные зоны, входящие в физико-географический район Амазонии [4, 12]. Значительный перепад высот создает значительный перепад температурных условий (среднегодовые температуры от +30 °С на низменных участках и до +3 °С на вершинах гор), наличие естественных преград рельефа приводит к колебаниям количества выпадающих осадков (от 200 до 3500 мм) [8]. Это, в свою очередь, отражается на геоморфологических особенностях и свойствах грунтов [7].

Эквадор имеет несколько магистральных трубопроводов, но самым длинным и значительным по объемам транспортируемой нефти и нефтепродуктов является Паскуалес (Pascuales) – Куэнка (Cuenca) [10], длина которого составляет 205 км. Этот трубопровод начинается в прибрежной к Тихому океану зоне в районе крупнейшего в Эквадоре города Гуаякиль и заканчивается терминалом Куэнка, расположенном в предгорной части страны на высоте свыше 2500 м, в котором хранятся транспортируемые нефтепродукты, а также сжиженный нефтяной газ. В соответствии с этой спецификой физико-географических условий магистральный трубопровод условно можно разделить на три анализируемых с точки зрения риска аварий участка: низменный приморский, равнинно-возвышенный и предгорный. Оценка уровня риска аварии, обусловленного физико-географическими факторами, на всем магистральном нефтепроводе Паскуалес – Куэнка и сравнение этого параметра на отдельных участках нефтепровода является основной задачей данного исследования.

**Методика исследований.** При оценке вероятности возникновения аварий на линейных трубопроводных объектах принято рассматривать следующие параметры [6]:

- $\bar{\lambda}$  – удельная частота аварий на протяжении всего трубопровода;
- $\lambda_n$  – удельная частота аварий на отдельных участках трубопровода;
- $k_{вл}$  – коэффициент, показывающий, во сколько раз удельная частота (вероятность) аварий на участке  $\lambda_n$  отличается от среднестатистической для данной трассы  $\bar{\lambda}$ , коэффициент определяется балльной оценочной системой;

- $F_{ij}$  – фактор аварийности на трубопроводе;
- $B_{ij}$  – балльная оценка влияния фактора  $F_{ij}$ , осуществляемая по 10-балльной шкале;
- $B_n$  – балльная оценка  $n$ -го участка трассы магистрального нефтепровода;
- $B_{ср}$  – средняя балльная оценка трассы магистрального нефтепровода.

Балльные оценки каждого исследуемого фактора анализируются по формуле

$$k_{вл} = \frac{B_n}{B_{ср}},$$

при этом

$$B_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_{ij} q_{ij} B_{ij};$$

$$B_{ср} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N B_n,$$

где  $N$  – общее количество рассматриваемых участков трассы магистрального нефтепровода;  $q_{ij}$  – доля конкретного фактора аварийности в укрупненной группе факторов аварийности;  $\rho_{ij}$  – доля укрупненной группы факторов, например факторов природного воздействия, во всей совокупности факторов.

Значения коэффициентов  $\rho_{ij}$  с учетом экспертной оценки причин аварий на всех магистральных нефтепроводах Эквадора за последние 25 лет показаны ниже:



Прокладка нефтепровода над водной преградой в районе Куэнка

Наименование группы факторов	$\rho_{ij}$
Внешние антропогенные воздействия	0,50
Коррозия	0,05
Природные воздействия	0,15
Конструктивно-технологические факторы	0,10
Дефекты тела трубы и сварных швов	0,20

Общая математическая связь между удельной частотой аварий на протяжении всего трубопровода и удельной частотой на отдельных его участках описывается как

$$\lambda_n = \bar{\lambda} k_{вл} k_n k_{нн},$$

где  $\lambda$  – применительно к условиям Эквадора рассчитывается по формуле

$$\bar{\lambda} = \lambda_{ср} k_D k_{рег};$$

$\lambda_{ср}$  – среднее значение аварийности на всех магистральных нефтепроводах в стране за последние 5 лет;  $k_D$  – диаметральный коэффициент, определяется из статистики аварий в зависимости от величины номинального диаметра  $DN$  нефтепровода:

$DN$	1400	1200	1000	800	700	500	Менее 500
$k_D$	0,35	0,85	1,60	1,25	1,40	1,20	1,10

$k_{рег}$  – региональный коэффициент;  $k_n$  – коэффициент прочности, определяется как величина, обратная отношению действительного запаса прочности магистрального трубопровода на рассматриваемом участке к значению коэффициента запаса прочности для него, при отсутствии данных принимают равным 1;  $k_{нн}$  – коэффициент, учитывающий способ прокладки трубопровода [6],  $k_{нн} = 0,1$  на участках, выполненных технологией микротоннелирования,  $k_{нн} = 0,4$  – на участках, выполненных наклонно-направленным бурением,  $k_{нн} = 0,6$  – на участках, выполненных по технологии «труба в трубе» или с применением обетонированных труб,  $k_{нн} = 1$  – на всех иных участках.

**Теоретические и полевые исследования.** На основе фактических данных о параметрах функционирования нефтепровода, физико-географических характеристиках территории прокладки нефтепровода, данных о физико-химических свойствах грунтов в прилегающей территории [11], а также визуального и метрологического анализов получены результаты, позволяющие реализовать предлагаемую методику анализа риска аварий, обусловленных природным фактором.

Природный фактор аварийности в реалиях эксплуатации магистральных нефтепроводов в Эквадоре определяется потенциальными негативными воздействиями механического характера:

- повреждения нефтепровода при деформациях грунта, происходящих в форме обвалов, оползней, селевых потоков, термокарста, пучения грунта, солифлюкции;
- неравномерная осадка нефтепровода, более всего проявляется на наземных узлах разветвленной конфигурации, линейной арматуре, камерах пуска и приема очистных устройств, береговых «гребенках» и примыкающих к ним участках.

Главным отличием с позиций базовой методики от российских условий является неучет размывов траншей на подводных переходах. Это связано с тем, что все переходы на объектах гидрографических сетей создаются надземным образом (см. рисунок).

Таким образом, факторы природного воздействия на магистральные нефтепроводы можно представить в следующем виде:

Наименование фактора влияния	$q_{ij}$
Вероятность перемещений грунта	0,2
Несущая способность грунта	0,15
Наличие на участке линейной арматуры, надземных технологических трубопроводов	0,15
Проведение превентивных мероприятий	0,5

При анализе данных о рельефе и тектонике Эквадора становится очевидным, что вся его территория относится к зонам с высокой или средней вероятностью перемещений грунта. Для терри-



тории Эквадора характерны резкий перепад высот, высокая сейсмическая активность в предгорной зоне, проявлением которой является наличие действующих вулканов, а также активная геологическая деятельность океана.

Балльная оценка фактора «Вероятность перемещений грунта» определяется в соответствии с данными вероятности перемещений грунта:

Вероятность перемещения грунта	$B_1$
Высокая. Перемещения грунта являются обычным явлением, наблюдаются регулярные сдвиги и разрывы грунта, оползни, оседания, обвалы, пучения. Зоны опасных сейсмических процессов, зоны шахтных разработок, горные районы	10
Средняя. Топография и типы грунта не исключают возможности перемещений грунта, однако значительные деформации грунта наблюдаются редко. Повреждений или недопустимых изменений положения магистрального нефтепровода по этой причине не зарегистрировано. Зоны малоопасных сейсмических процессов	5
Низкая. Перемещения грунта наблюдаются редко. Смещения и повреждения магистрального нефтепровода практически исключены. Участок расположен вне сейсмически опасных зон	1
Никаких признаков, указывающих на потенциальную угрозу, связанную с перемещениями грунта, нет	0

Таким образом, для низменного приморского участка  $B_1 = 10$ , для равнинно-возвышенного участка  $B_1 = 5$  и для предгорного участка  $B_1 = 10$ .

Состав грунта определяет его несущую способность, влияющую на устойчивость проектного положения оси магистрального нефтепровода, и, следовательно, на вероятность нарушения его целостности. Соответственно, чем выше несущая способность грунта, тем устойчивее положение нефтепровода и тем меньше вероятность возникновения недопустимых напряжений в стенке трубы, которые могут привести к ее разгерметизации. Балльная оценка данного фактора применительно к физико-химическим и петрографическим свойствам грунтов Эквадора приведена ниже:

Несущая способность грунта	$B_2$
Низкая (зоны болот; пески пылеватые с включениями гальки, гравия и валунов)	10
Средняя (суглинки с включениями гравия и гальки)	5
Нормальная (глинистые сланцы с кварцевыми жилами, галечниковые грунты и супеси с включениями гравия и гальки)	2

В соответствии с усредненным анализом свойств грунтов по геоморфологическим и геологическим картам Эквадора можно сделать вывод, что для низменного приморского участка с преобладанием эоловых аллювиальных отложений, формирующих грунты,  $B_2 = 10$ , для равнинно-возвышенного участка, представленного, в основном, элювиальными суглинистыми отложениями,  $B_2 = 5$ , а для предгорного участка, представленного, в основном, элювиальными и иллювиальными супесчаными отложениями с большим количеством твердых галечниковых и базальтовых включений,  $B_2 = 2$ .

Фактор «Наличие на участке линейной арматуры, надземных технологических трубопроводов» учитывает дополнительное влияние тяжелой наземной арматуры на магистральном нефтепроводе на вероятность возникновения при сезонных колебаниях температуры и неравномерной осадке грунта значительных напряжений и деформаций изгиба участков трубопровода, примыкающих к надземным узлам, и, следовательно, на вероятность его разрушения. Балльная оценка данного фактора приведена ниже:

Наличие на участке линейной арматуры, надземных технологических трубопроводов	$B_3$
Присутствуют надземные узлы со сложной обвязкой и арматурой без фундамента	10
Присутствуют сложные надземные узлы с арматурой на фундаменте, их рамная конструкция рассчитана с учетом рекомендаций современных нормативных документов	5
Присутствует линейная арматура без фундамента	7
Присутствует линейная арматура на фундаменте	3
Надземные сооружения отсутствуют	0

Сопутствующие инженерные конструкции на магистральных нефтепроводах Эквадора не отличаются особой сложностью (типовой вариант поддерживающей арматуры показан на рисунке). Обязательным условием эксплуатации подобной арматуры является ее установка на жестком цементном фундаменте с глубиной опорной скважины не менее 1 м. Стоит отметить, что особых региональных различий в применении такой арматуры нет, поэтому все три исследуемых района – низменный приморский, равнинно-возвышенный и предгорный имеют  $B_3 = 3$ .



Фактор «Проведение превентивных мероприятий» оценивает следующие меры:

- обеспечивающие физическую защиту или ослабление напряжений в магистральном трубопроводе: заложение трубопровода ниже глубины деформаций грунта, перенос участка трассы, устройство подпорных стенок на косогорах, установка компенсаторов, грунтовая разгрузка трубопровода с помощью устройства параллельных траншей;

- изменение свойств грунта, например, осушение грунта с помощью систем дренажа;
- проведение мониторинга деформаций грунта и перемещений трубопровода.

Балльная оценка зависит от наличия или отсутствия предупредительных мероприятий на анализируемом участке трассы в случае необходимости их проведения. Балльную оценку рассчитывают как сумму балльных оценок трех составляющих. Сведения о проведении превентивных мероприятий:

Проведение превентивных мероприятий		$B_4(m)$
Меры по ослаблению напряжений в магистральном трубопроводе	Имели место или не требуются	0
	Не имели места или неадекватны	2
Мероприятия по изменению свойств грунта	Проводятся или не требуются	0
	Не проводятся или проводятся неадекватно	1,5
Мониторинг деформаций грунта и перемещений трубопровода	Проводится постоянно с помощью инженерно-сейсмометрических станций и геодезических служб	0
	Проводится визуально два раза в год с помощью неподвижных реперов на трассе	1
	Не проводится или проводится редко	3
	Напряженно-деформированное состояние контролируется с помощью автоматизированных средств диагностики	0

На протяжении всей длины магистрального нефтепровода Паскуалес – Куэнка можно отметить наличие различных подпорных стенок (особенно при резких колебаниях рельефа), на отдельных территориях отмечается перенос участков трубопровода, на равнинных участках имеет место заложение трубопровода ниже глубины деформаций грунта. Соответственно  $B_4(m_1) = 0$  для всех трех участков. Мероприятия по изменению свойств грунта проводятся, но на переувлажненном предгорном участке, где количество осадков значительно выше, чем на двух других участках, количество дренажных каналов можно оценить как недостаточное. Поэтому  $B_4(m_2) = 0$  для низменного приморского и равнинно-возвышенного участков и  $B_4(m_2) = 1,5$  для предгорного участка.

Система промышленной безопасности в Эквадоре отличается внимательным отношением к фактору сейсмической опасности на своей территории, поэтому положение многих зданий и сооружений постоянно контролируется средствами сейсмометрии. Ввиду этого  $B_4(m_3) = 0$  для всех трех исследуемых участков.

Таким образом, суммируя полученные значения, получаем, что  $B_4 = 0$  для низменного приморского и равнинно-возвышенного участков и  $B_4 = 1,5$  – для предгорного участка.

**Оценка результатов.** На основе предлагаемой методики балльной оценки аварийности, обусловленной воздействием природного фактора на магистральном нефтепроводе Паскуалес – Куэнка для трех исследуемых участков, получены следующие результаты:

- для низменного приморского участка  $B_n = 0,6$ ;
- для равнинно-возвышенного участка  $B_n = 0,33$ ;
- для предгорного участка  $B_n = 0,525$ .

Средняя балльная оценка всей трассы магистрального нефтепровода Паскуалес – Куэнка по природному фактору аварийности  $B_{cp} = 0,485$ .

Коэффициент влияния природного фактора:

- для низменного приморского участка  $k_{вл} = 1,24$ ;
- для равнинно-возвышенного участка  $k_{вл} = 0,68$ ;
- для предгорного участка  $k_{вл} = 1,08$ .

На основе статистических данных о средней аварийности на магистральных нефтепроводах в Эквадоре  $\lambda_{cp} = 0,13$  аварии в год на 1000 км.

Техническая документация устанавливает номинальный диаметр трубы  $DN$ , равный 609 мм. Соответственно, диаметральный коэффициент  $k_D = 1,4$ .



В связи с тем, что площадь Эквадора составляет  $283560 \text{ км}^2$ , длина трубопровода невелика, отдельные районы пролегания трубопровода не отличаются существенно по социально-экономическому развитию, региональным коэффициентом  $k_{\text{рег}}$  можно пренебречь и присвоить значение, равное единице. Соответственно, удельная частота (вероятность) аварий на протяжении всего трубопровода  $\bar{\lambda} = 0,18$ .

Так как точных данных о параметрах действительного запаса прочности магистрального трубопровода в открытых источниках нет, то коэффициент прочности  $k_n = 1$ .

Способ прокладки нефтепровода Паскуалес – Куэнка сочетает в себе различные варианты, которые нельзя однозначно отнести ни к одному из предлагаемых в методике вариантов. Соответственно, коэффициент, учитывающий способ прокладки  $k_{\text{нн}} = 1$ .

Таким образом, удельная частота (вероятность) аварий, обусловленных природным фактором, на отдельных участках трубопровода Паскуалес – Куэнка:

- для низменного приморского участка  $\lambda_n = 0,22$ ;
- для равнинно-возвышенного участка  $\lambda_n = 0,12$ ;
- для предгорного участка  $\lambda_n = 0,19$ .

Таким образом, наибольший потенциал аварийности, обусловленной комплексным природным воздействием, приходится на начальный, низменный приморский участок.

**Выводы.** По итогам исследования природного фактора аварийности на магистральном нефтепроводе Паскуалес – Куэнка установлено:

1. На долю природного фактора аварийности на магистральных трубопроводах в Эквадоре приходится около 15 % случаев.

2. В соответствии с доработанным для условий Эквадора вариантом «Методических рекомендаций по проведению количественного риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» осуществлены анализ и расчет основных параметров аварийности, обусловленной природным воздействием, как по трубопроводу Паскуалес – Куэнка в целом, так и по его отдельным участкам.

3. Установлено, что наибольший потенциал аварийности, обусловленной природным фактором, характерен для низменного приморского участка, что связано с особенностями физико-химических свойств грунтов и постоянной сейсмической активностью.

**Благодарности.** Статья подготовлена при грантовой поддержке Ученого совета Санкт-Петербургского горного университета на основе результатов прохождения стажировки и проведения научной работы в Национальной политехнической школе Эквадора.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов (Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 июня 2016 г. № 228) / Техэксперт URL:<http://docs.cntd.ru/document/456007201> (дата обращения: 04.04.2018).
2. Чухарева Н.В. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера / Н.В.Чухарева, С.А.Миронов, Т.В.Тихонова // Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 99-109.
3. A practical approach for the management of resources and reserves in Small-Scale Mining / J.Seccatore, T.Marin, G.De Tom, M.Veiga // Journal of Cleaner Production. 2014. Iss. 84. № 1. P. 803-808.
4. Avci D. Territorial dynamics and local resistance: Two mining conflicts in Ecuador compared / D.Avci, C.Fernández-Salvador // Extractive Industries and Society. 2016. Iss. 3. № 4. P. 912-921.
5. Benalcazar F.L. Reduction of risk to the environment, Communities and the company when operating in a very sensitive environment / F.L.Benalcazar, S.Valdivieso // SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment, and Sustainability Conference. Bogota, Columbia, 2015. P. 375-383.
6. Freedman B. Environmental Ecology. San Diego: Academic Press London, 1995. 424 p.
7. Guns M. Shifts in landslide frequency-area distribution after forest conversion in the tropical Andes / M.Guns, V.Vanacker // Anthropocene. 2014. Iss. 6. P. 75-85.
8. Jakob M. Ecuador's climate targets: A credible entry point to a low-carbon economy? // Energy for Sustainable Development. 2017. Iss. 39. P. 91-100.
9. Kovshov S.V. Biogenic technology for recultivation of lands contaminated due to rocket propellant spillage / S.V.Kovshov, A.U.Garkushev, A.M.Sazykin // Acta Astronautica. 2015. Iss. 109. P. 203-207.



10. *Maddela N.R* Microbial degradation of total petroleum hydrocarbons in crude oil: a field-scale study at the low-land rain-forest of Ecuador / N.R.Maddela, L.Scalvenzi, K.Venkateswarlu // *Environmental Technology*. 2016. Vol. 38. Iss. 20. P. 2543-2550. DOI:10.1080/09593330.2016.1270356

11. *Lambert C*. Environmental Destruction in Ecuador: Crimes Against Humanity Under the Rome Statute? // *Leiden Journal of International Law*. 2017. Vol. 30. Iss. 3. P. 707-729. DOI:10.1017/S0922156517000267

12. Spatial Estimation of Soil Erosion Risk by Land-cover Change in the Andes OF Southern Ecuador / P.Ochoa-Cueva, A.Fries, P.Montesinos, J.A.Rodríguez-Díaz, J.Boll // *Land Degradation and Development*. 2015. Iss. 26, № 6. P. 565-573.

**Авторы:** Дж.Замбрано, доктор, декан, *johnny.zambrano@epn.edu.ec* (Национальный политехнический университет Эквадора, Кито, Эквадор), С.В.Ковшов, канд. техн. наук, доцент, *kovshovsv@mail.ru* (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), Е.А.Любин, канд. техн. наук, доцент, *Lyubin\_EA@pers.spmi.ru* (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья принята к публикации 23.05.2017.