

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №1, Том 10 / 2018, No 1, Vol 10 <https://esj.today/issue-1-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/23NZVN118.pdf>

Статья поступила в редакцию 22.01.2018; опубликована 15.03.2018

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат, Воробьев К.А. Основы предотвращения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад // Вестник Евразийской науки, 2018 №1, <https://esj.today/PDF/23NZVN118.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Vorobev A.E., Makhamat Takhir Mussa Makhamat, Vorob'ev K.A. (2018). Fundamentals of prevention of emergency situations on the main pipelines of the Republic of Chad. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 1(10). Available at: <https://esj.today/PDF/23NZVN118.pdf> (in Russian)

**Воробьев Александр Егорович**

НАО «Атырауский университет нефти и газа», Атырау, Казахстан  
Проректор по научной деятельности инновациям  
Доктор технических наук, профессор  
E-mail: [fogel\\_al@mail.ru](mailto:fogel_al@mail.ru)  
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7324-428X>  
РИНЦ: [http://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=127898](http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=127898)  
Researcher ID: <http://www.researcherid.com/rid/C-1918-2016>  
SCOPUS: <http://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=7201693273>

**Махамат Тахир Мусса Махамат**

Университет Чада, Чад, Нджамена

**Воробьев Кирилл Александрович**

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия  
Бакалавр

## Основы предотвращения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад

**Аннотация.** В данной статье представлены актуальные вопросы контроля и мониторинга чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. Рассмотрены методические подходы к решению данных вопросов. Авторами предоставлены различные решения поставленных задач, которые основаны на использовании современных методов и принципов, выявлении и оценки степени значимости факторов, влияющих на безопасность магистральных нефтепроводов, анализе экспериментальных исследований и промышленного опыта. Представлена разработка эффективных методов и средств обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов в аварийных чрезвычайных ситуациях.

**Ключевые слова:** магистральные нефтепроводы; чрезвычайные ситуации; предотвращение; мониторинг; контроль

В настоящее время Африка (с ее 12 % всех разведанных запасов нефти и 11 % мирового объема нефтедобычи) занимает довольно весомое место в когорте нефтедобывающих провинций мира. Кроме этого, существующие темпы роста числа и объемов разведанных нефтегазовых месторождений и масштабы добычи нефти свидетельствуют о том, что роль

Африки в области нефтедобычи будет только возрастать. Так, в Африке к традиционным нефтедобывающим странам (Алжиру, Габону, Ливии и Нигерии) в последние годы добавились Чад, Камерун, Республика Конго, Судан и Египет.

Для прокачки чадской нефти к экспортному терминалу близ г. Кроби в Камеруне уже закончена прокладка 30-дюймового нефтепровода длиной 1078 км (рис. 1). Пропускная способность этого нефтепровода составляет 11 млн т нефти в год. Приблизительно 170 км из общей протяженности транспортной системы (труба диаметром 760 мм, на глубине не менее 1 метра), расположено в Чаде.

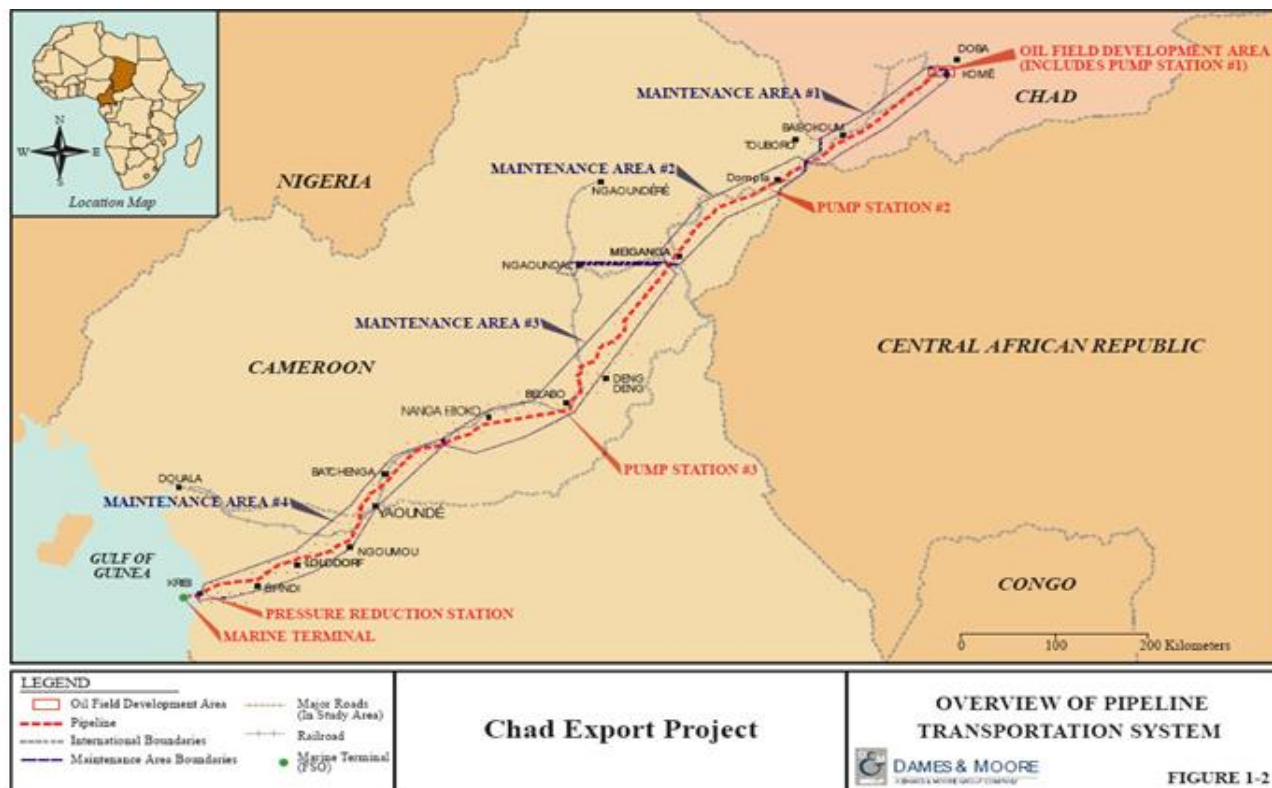


Рисунок 1. Проект нефтепровода “Чад – Камерун” [5]

Нами было установлено, что в настоящее время в Чаде основное значение имеют техногенные источники загрязнения окружающей среды нефтью, связанные с ее транспортировкой (2,1-2,7 млн т в год).

Проблема надежности магистральных нефтепроводов в Чаде охватывает довольно широкий круг вопросов: анализ их фактического технического состояния, возможных условий возникновения различных их повреждений, разработку специальных мероприятий по предотвращению аварий и выбор эффективных способов повышения их надежности и безопасности.

Для комплексной оценки риска возникновения чрезвычайных ситуаций на нефтепроводах, на основе анализа теоретических данных и практики эксплуатации нефтепроводного транспорта, нами были идентифицированы возможные на магистральных нефтепроводах чрезвычайные ситуации и дана их типизация, в зависимости от источника возникновения, масштаба, характера воздействия и тяжести последствий (табл. 1).

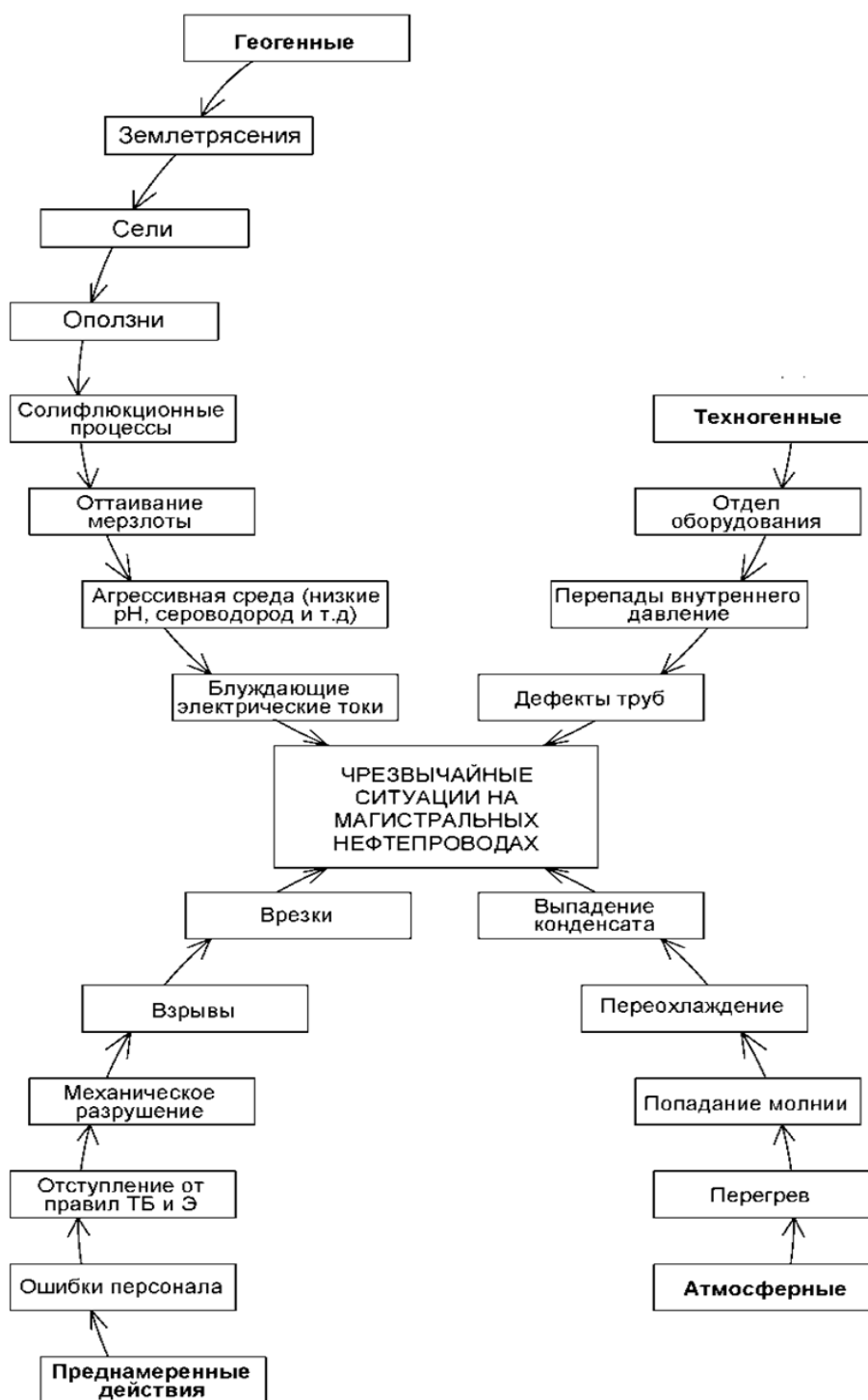
Таблица 1

Типизация ЧС на современных нефтепроводах

Место проявления ЧС	Почвы	Атмосфера	Гидросфера	Техногенная среда (промышленная агломерация)
Уровень ЧС	Местный < 100000 \$, 500 т нефти	Региональный, 1 млн \$, 1000 т нефти	Государственный, 10 млн \$, 10000 т нефти	Транснациональный, > 100 млн \$, 10000 т нефти
Вид нарушения, обуславливающей ЧС	Образование отверстия	Разрыв тела трубы	Обрыв трубы	
Степень опасности	Низкая	Средняя	Высокая	
Характер ЧС	Выброс с нефтепровода	Пожар на нефтепроводе	Взрыв нефтепровода	
Перечень поражающих факторов	Химическое загрязнение	Тепловое поражение	Ударная волна	
Система критериев технологической безопасности	По интенсивности потока вещества $c_1 < ПДК_1$ или $\sum_1^n c_1 / ПДК_1 < 1$ где: $C_1$ – концентрация 1-ого вещества в жизненном пространстве; ПДК – Предельно допустимая концентрация 1-го вещества в жизненном пространстве; $n$ – количество веществ	По абсолютному значению энергии $I_1 < ПДУ_1$ или $\sum_1^n I_1 < ПДУ$ , где: $I_1$ – интенсивность 1-го потока энергии; ПДУ – Предельно допустимый уровень интенсивности $n$ -го потока энергии; $n$ – количества потоков энергии	По концентрации (удельной и абсолютной) химических элементов	По токсичности химических элементов и веществ
Методы мониторинга состояния нефтепроводов	Путем мониторинга состояния			
	тела нефтепровода	атмосферы	гидросферы	почвенного покрова
Мероприятия инженерной защиты	Применение запорной арматуры	Использование стабилизаторов	Регулирование давления	
Мероприятия по ликвидации последствий ЧС	Сбор нефти	Рекультивация почв, земной поверхности и подземных вод	Биологическая рекультивация (высадка растений, кустарников и деревьев)	

Для формализации последующих исследований и решения поставленных задач в нашей работе использовалась общая классификация возникновения чрезвычайных ситуаций, адаптированная нами к проблемам нефтепроводного транспорта, в соответствии с которой действующие нефтепроводы подвержены воздействиям многообразных факторов различной природы (рис. 2), приводящим к различным их нарушениям и авариям.

Многочисленными статистическими данными было установлено, что аварийность нефтепроводов напрямую зависит как от их линейной протяженности, диаметров и продолжительности эксплуатации, так и от технических ошибок персонала (вследствие образуемых перепадов давления), от свойств нефти (химического состава перекачиваемых флюидов), качества изготовления и сборки (монтажа) нефтепровода и также физико-механических и химических свойств металла труб.



**Рисунок 2.** Схема возможных причин возникновения ЧС на нефтепроводах [5]

В ходе дальнейших исследований стало необходимым свести частоту отказов нефтепроводов непосредственно к характеру отказа или конкретному виду их повреждения, которые также получили дифференциацию по характеру разрушения тела нефтепровода (табл. 2).

Таблица 2

Частота аварий на нефтепроводах

Характер повреждения нефтепровода, частота аварий (событий×км <sup>-1</sup> ×год <sup>-1</sup> )	Фото повреждения тела нефтепровода	Характер повреждения нефтепровода, частота аварий (событий×км <sup>-1</sup> ×год <sup>-1</sup> )	Фото повреждения тела нефтепровода
Водородная коррозия тела труб, 2,6×10 <sup>-3</sup>		Одиночный коррозионный сквозной дефект 2,4×10 <sup>-3</sup>	
Трещина в поперечном шве 3,4×10 <sup>-4</sup>		Трещина в околошовной зоне продольного шва 1,8×10 <sup>-4</sup>	
Усталостная трещина (разрыв) в стенке нефтепровода 3,0×10 <sup>-5</sup>		"Гильотинный" разрыв: (разрыв трубы на полное сечение) 7,12×10 <sup>-5</sup>	

Осуществленный научный анализ имевшихся в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов аварий показал, что ключевыми факторами их возникновения, приводящими к последующей разгерметизации с выбросами нефтепродуктов в окружающую среду, являлись (табл. 3):

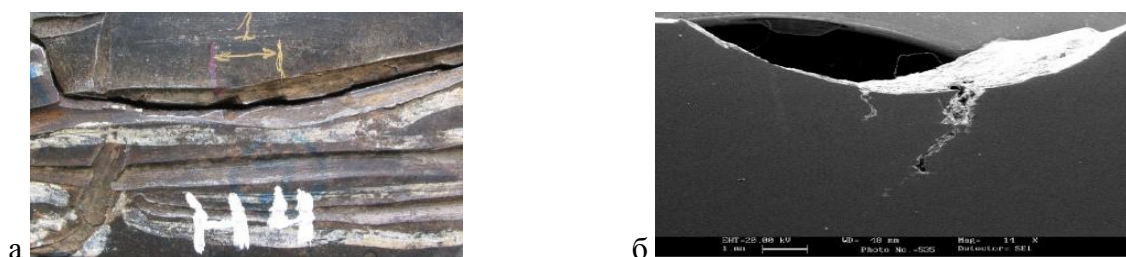
- недоброкачественное исполнение соединений при монтаже и деформирование металла тела нефтепровода (царапины, задиры или вмятины) из-за механических воздействий, появившиеся при его производстве. Так, по результатам ультразвуковой диагностики основными (более 50 %) дефектами являются дефекты проката, причем доминирующими (свыше 80 %) из них являются разнообразные неметаллические включения и утонения стенки трубы;
- нарушения металла тела труб (7-18 %) и пробоины в магистральных нефтепроводах;
- выполненные с нарушениями заводской сварки (21 %) трубные соединения, а также нарушения запорной арматуры, вантузов или манометрических устройств и швов конструкции нефтепроводов;
- коррозия тела труб нефтепроводов, проявляющаяся в виде язв или свищей (неравномерная внешняя, а также сплошная равномерная внутренняя коррозия).
- старение покрытия, обеспечивающего изоляцию или некачественная изоляция при сооружении нефтепроводов;
- другие причины (в том числе – технологические ошибки персонала при эксплуатации).

Таблица 3

Виды заводских дефектов труб

Вид	Фотография	Вид	Фотография
Дефект «риска» на поверхности трубы		Кратеры в теле трубы нефтепровода	
Характерные подрезы труб		Сварной шов	

В частности, необходимо отметить, что прорыву труб нефтепроводов зачастую предшествуют механические повреждения типа «риска» (рис. 3а), на дне которой обычно расположен слой пластически деформированного (при нанесении повреждения) металла, где обычно и появляются микронадрывы, от которых в дальнейшем развиваются усталостные трещины (рис. 3б).



**Рисунок 3.** Участок излома риски (а) и трещины с микронадрывами металла по дну риски (б) (изображение, полученное электронным микроскопом)

Разрушение нефтепровода с рисками может произойти как при первом (после нанесения повреждения) повышении рабочего давления (из-за уменьшения толщины стенки трубы и инициирования трещины в пластически деформированном слое металла у вершины риски), так и после продолжительного периода его эксплуатации (от усталостной трещины, развившейся от дна такой риски).

Также в период создания нефтепроводных систем возможны и различные дефекты сварных швов труб нитки нефтепровода, имеющие неравномерные ширину и высоту по длине шва, а также резкие переходы от шва к металлу тела трубы. Зачастую угловые швы сварки не являются равнокатетными, как того требуют нормативные документы по сварке. При этом горизонтальный катет (по поверхности трубы) значительно меньше вертикального катета (вертикальный катет равен толщине воротника), что приводит к существенному увеличению концентрации напряжений вдоль такого сварного шва. При этом общая протяженность сварных швов, как показывают расчеты, в 1,5 раза превышает длину самого нефтепровода.

Кроме этого, исследования на образцах труб из сталей 09Г2С, 17ГС, 17Г1С, 19Г2ФБ, 14Г2АФ-У показали, что в сварном шве твердость металла обычно изменяется на 10-30 %. В этом случае в теле трубы возникает напряженное состояние, связанное с эффектом контактного упрочнения менее прочного металла более твердым, приводящее к нарушению ее целостности. Возникновение аварийных ситуаций в таких случаях обычно вызвано тем, что за счет концентрации напряжений в данной области сварного соединения и вблизи его границы образуется коррозионная каверна с острым ответвлением (по типу трещины).

Необходимо также отметить, что в настоящее время значительное количество (40-51 %) аварий нефтепроводов происходит и из-за внутренней коррозии: за ее счет только на одном крупном нефтяном месторождении происходит более 1000 отказов за год.

К основным факторам, обуславливающим внутреннюю коррозию в магистральных нефтепроводах, относят:

- 1) высокую обводненность транспортируемой нефти;
- 2) наличие газов (в том числе сероводорода) и растворенной углекислоты транспортируемой нефти;
- 3) наличие в транспортируемой нефти значительного количества взвешенных частиц (так называемых «механических примесей»: песка и осыпавшихся с внутренней поверхности продуктов коррозии);
- 4) образование осадков солей железа и кальция на внутренней поверхности нефтепроводов;
- 5) «блуждающие» электрические токи.

При этом наибольшую опасность для нефтепроводов представляет, приводящая к сквозным повреждениям (свищам), простая язвенная очаговая коррозия, скорость которой достигает 1,4-1,8 мм/год.

Еще более опасным является анодный процесс электрохимического растворения металла тела трубы, происходящий со скоростью до 5-8 мм/год. Обычно этот процесс возникает между образовавшейся свежей металлической поверхностью по нижней составляющей трубы и остальной ее поверхностью (как правильно уже покрытой продуктами коррозии), т. е. при этом будут образовываться гальванопары «сталь (анод) – продукты коррозии (катод)», обуславливающие возникновение язвенной коррозии.

Все эти и другие процессы могут интенсифицироваться за счет механического срезания металла трубы (табл. 4) в области канавки твёрдыми частицами (песка и осыпавшихся продуктов коррозии), содержащимися в нефти.

Таблица 4

Раскрытие механизмов коррозии тела труб нефтепроводов

Факторы коррозии тела нефтепровода	Механизм процесса	Графическое представление процесса
Взвешенные частицы	Механическое истирание	
Электрический ток	$Me - ne^{-} \rightarrow Me^{n+}$	<p>1 – анодная зона, 2 – катодная зона, 3 – направление движения электронов</p>

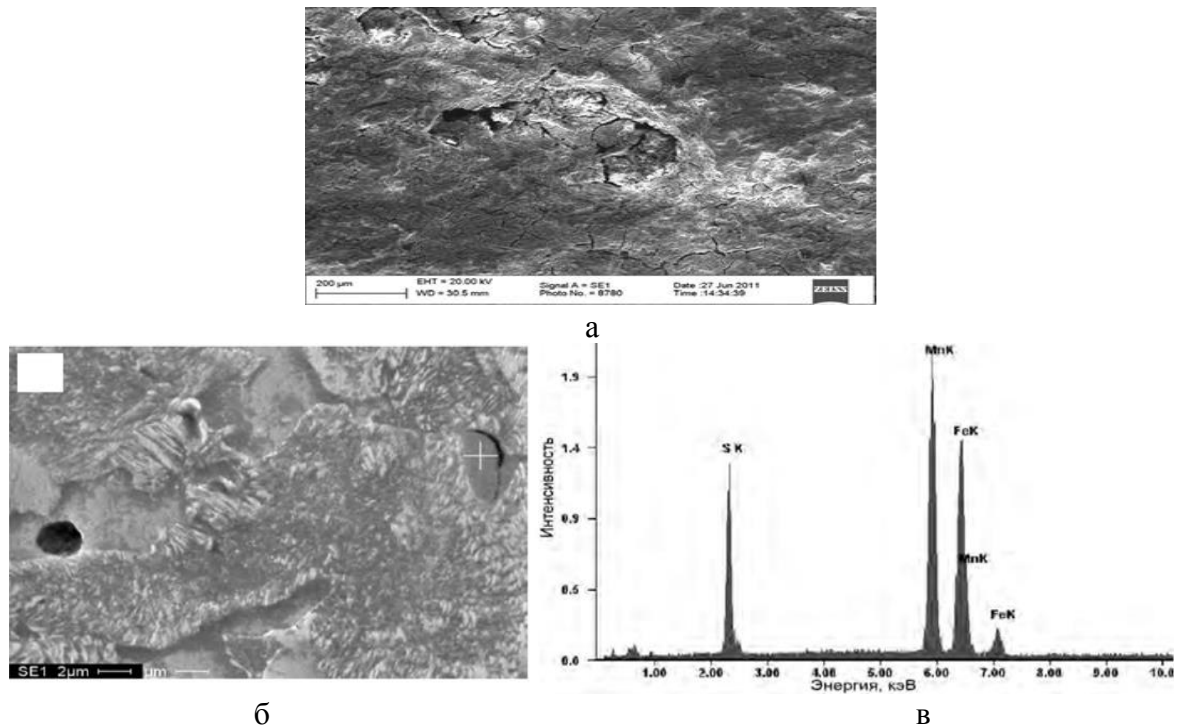
Факторы коррозии тела нефтепровода	Механизм процесса	Графическое представление процесса
Значение pH перемещаемых флюидов	Образование питтингов	
O <sub>2</sub> , Cl и др. газы-окислители	Реакции окисления железа: $2O_2 + 3Fe \rightarrow Fe_3O_4$	<p>Длительность воздействия среды и содержания Cl<sup>-</sup>: 1 – 6 мг/л; 2 – 11 мг/л; 3 – 15 мг/л</p>
Реакция с CO <sub>2</sub>	Образование осадков CaCO <sub>3</sub>	
Реакция с H <sub>2</sub> S	Образование осадков FeS	
Реакция с H <sub>2</sub>	$Fe_3C + 2H_2 = 3Fe + CH_4$	

В результате проявления этих факторов в начальный (5 лет) период развития дефектов в трубах нефтепроводах на их внутренней поверхности наблюдается значение скорости коррозии до 0,39 мм/год. Затем (до 25 лет) скорость коррозии уменьшается и достигает своего минимума: на внутренней – 0,154 мм/год, а на наружной – 0,108 мм/год.

При химической коррозии окислителями железа (стали) нефтепроводов служат молекулы кислорода, хлора или их ионы и др. Так, было установлено, что с повышением парциального давления сероводорода скорость общей коррозии нефтепроводов монотонно растет.

На рис. 5 приведен снимок поверхности трубы нефтепровода, полученный методом растровой электронной микроскопии и иллюстрирующий нарушение сплошности металла в процессе развития процесса сероводородного коррозионного растрескивания.



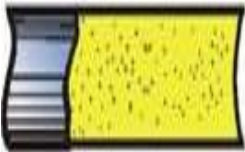
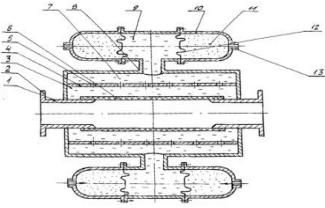
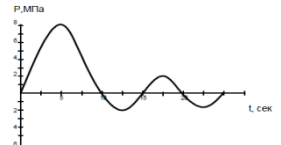
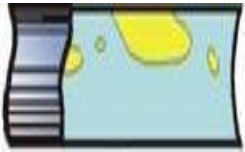
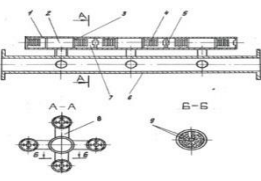
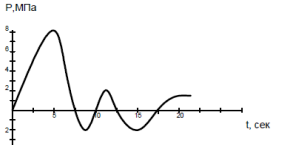


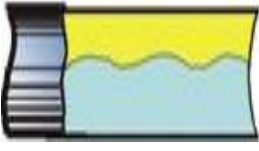
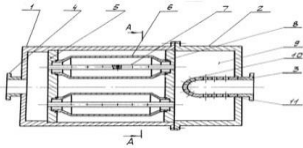
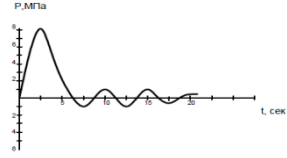

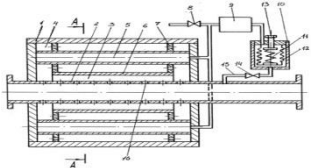
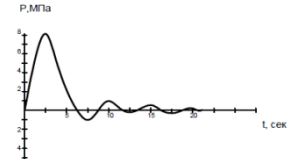
**Рисунок 5.** Фрагмент сероводородной коррозии на поверхности трубы (а), поры и частица сульфида (указана крестиком) в металле трубы X (б), рентгеновский спектр частицы сульфида (в)

Кроме этого, на аварийность влияет значение пропускной способности магистральных нефтепроводов: зачастую в них возникает пробковый режим течения (табл. 5), часто – расслоенный (когда по нижней части нефтепровода транспортируется жидкость повышенной коррозионной активности, а над ней нефть и в верхней части трубы – газ). При этом по нижней образующей трубы нефтепровода обычно перемещается довольно значительное количество механических примесей.

**Таблица 5**

**Конструктивные особенности стабилизаторов**

Пробковые структуры, обуславливающие пульсацию давление	Стабилизаторы	Вид	Эффект
 дисперсная	Пневмо-стабилизаторы		 T, сек.
 пробковая	Стабилизаторы с сифонами и упругими камерами		 T, сек.

Пробковые структуры, обуславливающие пульсацию давления	Стабилизаторы	Вид	Эффект
 волновая	Стабилизаторы с двухфазной средой		 Т, сек.
 снарядная	Многорежимные стабилизаторы		 Т, сек.

При пробковом режиме течения в момент прохождения «пробки» газа по отдельному участку длинного нефтепровода наблюдается возникновение сильной вибрации. При этом периодичность прохождения газовых пробок может быть от 1-2 в час до 15-25 в минуту.

Все эти гидродинамические процессы (пульсации давления и вибрации, а также гидроудары) неизбежно возникающие при эксплуатации магистральных нефтепроводов, существенно усиливают существующие механизмы их разрушения, многократно ускоряя скорость коррозионных процессов, способствуют накоплению усталостных характеристик металла, особенно в местах концентрации напряжений (сварные швы, задиры и т. п.), и являются основным фоном возникновения аварийных ситуаций.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат. Разработка технико-технологических мероприятий для предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. М., Издательство Икар. 2012. 328 с.
2. Воробьев А.Е., Плющиков В.Г., Махамат Тахир Мусса. Научные основы предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. М., РУДН. 2013. 185 с.
3. Воробьев А.Е., Мусса Махамат М.Т. Пути повышения технологической безопасности на магистральных нефтепроводах Республики Чад // Вестник Донецкого национального технического университета. №2. 2017. С. 3-8.
4. Воробьев А.Е., Лысенкова З.В., Мусса Махамат М.Т. Организация работы по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в странах Африки // Безопасность труда в промышленности №2. 2017. С. 68-72.
5. Воробьев А.Е., Мусса Махамат М.Т. Иквидация причин возникновения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг.

**Vorobev Aleksander Egorovich**

Atyrausky university of oil and gas, Atyrau, Kazakhstan  
E-mail: fogel\_al@mail.ru

**Makhamat Takhir Mussa Makhamat**

L'Université du Tchad, Tchad, Ndjamena

**Vorob'ev Kirill Aleksandrovich**

Peoples' friendship university of Russia, Moscow, Russia

## **Fundamentals of prevention of emergency situations on the main pipelines of the Republic of Chad**

**Abstract.** This article shows current issues of monitoring and monitoring emergency situations on the main oil pipelines of the Republic of Chad. Methodical approaches to solutions of issues are considered. The authors provide various solutions to the tasks that are set, which are based on the use of modern technologies and tools that affect the safety of main oil pipelines, the analysis of experimental research and industrial experience. The development of effective methods and means for ensuring the safety of main oil pipelines in emergency emergencies are presented.

**Keywords:** main oil pipelines; emergency situations; prevention; monitoring; control