УДК 622

ЛИКВИДАЦИЯ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ РЕСПУБЛИКИ ЧАД

ELIMINATION OF ORIGINS OF EMERGENCY SITUATIONS ON TRUNK OIL PIPELINES OF THE REPUBLIC OF CHAD

Воробьев А.Е.
ИПКТЭК Минэнерго

Махамат Тахир Мусса Махамат
Национальный университет,
Республика Чад

Аннотация. Представлены результаты исследований по предупреждению возникновения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. Показана актуальность подобных исследований. Рассмотрены методические подходы к решению этой проблемы. Идентифицированы возможные на магистральных нефтепроводах чрезвычайные ситуации и дана их типизация в зависимости от источника возникновения, масштаба, характера воздействия и тяжести последствий. Сведены частоты отказов нефтепроводов непосредственно к характеру отказа или виду их повреждения, которые также получили дифференциацию по характеру разрушения тела нефтепровода.

Ключевые слова: магистральные нефтепроводы, причины чрезвычайных ситуаций, предотвращение.

Vorobyov A.E.
IPKTEK of the Ministry of Energy

Makhamat Takhir Moussa Makhamat
National university,
Republic of Chad

Annotation. Results of researches on the prevention of emergence of emergency situations on the main oil pipelines of the Republic of Chad are presented. Relevance of similar researches is shown. Methodical approaches of a solution are considered. Emergency situations, possible on the main oil pipelines, are identified and their typification, depending on a source of emergence, scale, nature of influence and weight of consequences is given. Frequencies of failures of oil pipelines directly to nature of refusal or a type of their damage which also received differentiation on character destruction of a body of the oil pipeline are reduced. it is carried out researches of ensuring necessary reliability of work of petrowire systems.

Keywords: main oil pipelines, reasons of emergency situations, prevention.

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.

В настоящее время прогнозные ресурсы нефти в Чаде оцениваются в 1 млрд т, а доказанные запасы – 274 млн т. Перспективы нефтегазоносности Чада связаны в первую очередь с нефтегазоносными бассейнами Чадский и Доба (Шари), а также с нефтегазоносным бассейном Куфра. Здесь в районе Добы уже давно были разведаны богатые нефтяные месторождения: проектная добыча на них нефти составляет 400 тыс. барр. в сутки, а запланированная эксплуатация в течение 30 лет.

Для прокачки чадской нефти к экспортному терминалу близ г. Криби 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.

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).

Важнейшими задачами, требующими своего решения при транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам, является оценка возможного технологического риска возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций и их предотвращение.

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.

Методологической основой решения проблем повышения надежности работы магистральных нефтепроводов являлись исследования ведущих специалистов отраслевых институтов (ИПТЭР, ВНИИСТ, ГИПРОТРУБОПРОВОД), академических институтов (ИМАШ им. А.А. Благонравова, ИМЕТ им. А.А. Байкова, ИЭС им. Е.О. Патона), университетов (УГНТУ, РГУНГ им. И.М. Губкина, РУДН), Центра технической диагностики «Диаскан», специалистов АК «Транснефть» и других научных центров РФ.

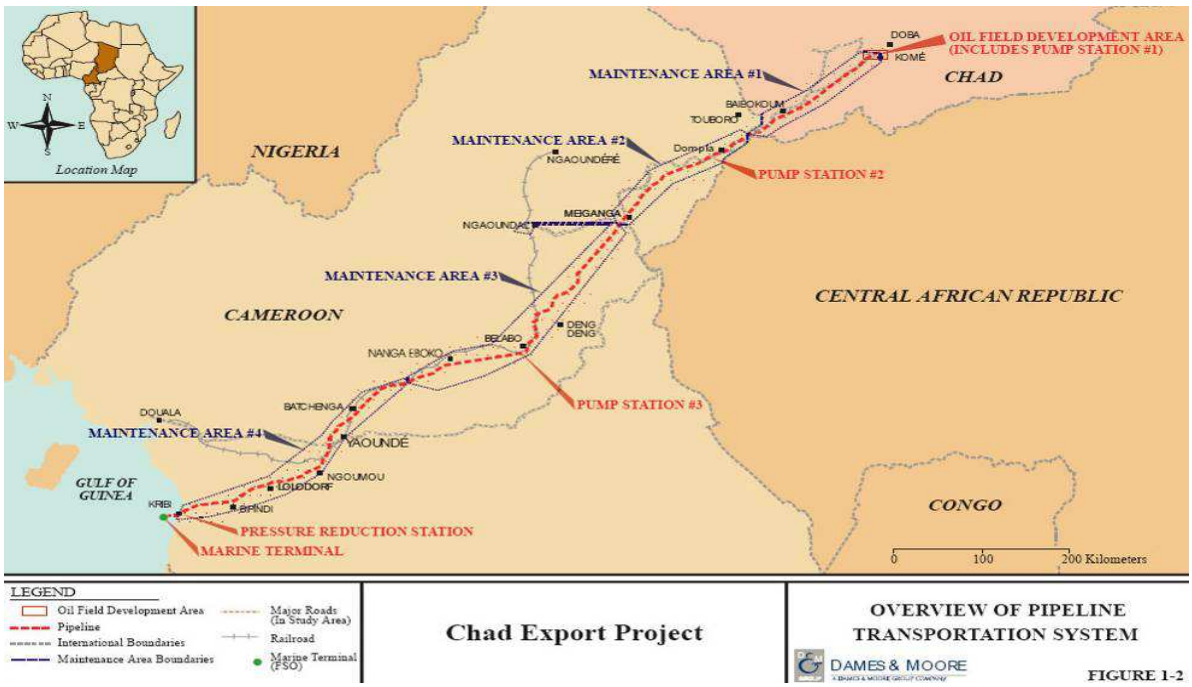


Рисунок 1 – Проект нефтепровода «Чад – Камерун»

В настоящее время на практике широко применяются методы и средства обеспечения повышения безопасности и надежности магистральных нефтепроводов на основе анализа ранее произошедших на них аварий и повреждений (как в России, так и за рубежом), а также диагностирования и оценки фактического технического состояния, разработанные: Абдуллиным И.Г., Азметовым Х.А., Березиным В.Л., Бородавкиным П.П., Быковым Л.И., Воробьевым А.Е., Гумеровым А.Г., Гумеровым К.М., Гумеровым Р.С., Иванцовым О.М., Идрисовым Р.Х., Малюшиным Н.А., Пашковым Ю.И., Притулой В.В., Самойловым Б.В., Султановым М.Х., Фокиным М.Ф., Халлыевым Н.Х., Ямалеевым К.М., Ясиным Э.М. и др. учеными, которые позволили сформировать принципиально новые технические и технологические решения, обеспечившие прогрессивное развитие систем функционирования магистрального нефтепроводного транспорта.

Тем не менее, в последние годы наметились принципиально новые направления в решении проблемы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, в связи с чем появилась необходимость в их дальнейшем детальном анализе, научном обобщении и развитии.

При решении поставленных задач использовались методы теории вероятности и математической статистики, а также методы исследования больших систем, методы механики деформируемых тел и др. Для подтверждения выводов и результатов разработанных в работе расчетных методов были использованы экспериментальные данные, полученные при лабораторных испытаниях. Для количественной оценки потенциальных рисков возникновения аварий на нефтепроводах применялся вероятностный анализ технологической безопасности. Этот метод рассматривает все возможные случаи аварий при осуществлении транспортировки нефти и количественно оценивает вероятность (частоту) каждого такого события и связанные с ним последствия.

На основе анализа 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, обусловливающей 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	

Продолжение таблицы 1

Система критериев технологической безопасности	По интенсивности потока энергии $C_1 < ПДК_1$ или $\sum_1^n C_1 / ПДК_1 < 1$, где C_1 – концентрация 1-го 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 $\sum_1^n I_1 < ПДУ_1$, где I_1 – интенсивность 1-го потока энергии; *ПДУ* – предельно допустимый уровень интенсивности 1-го потока энергии; *n* – количество 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.

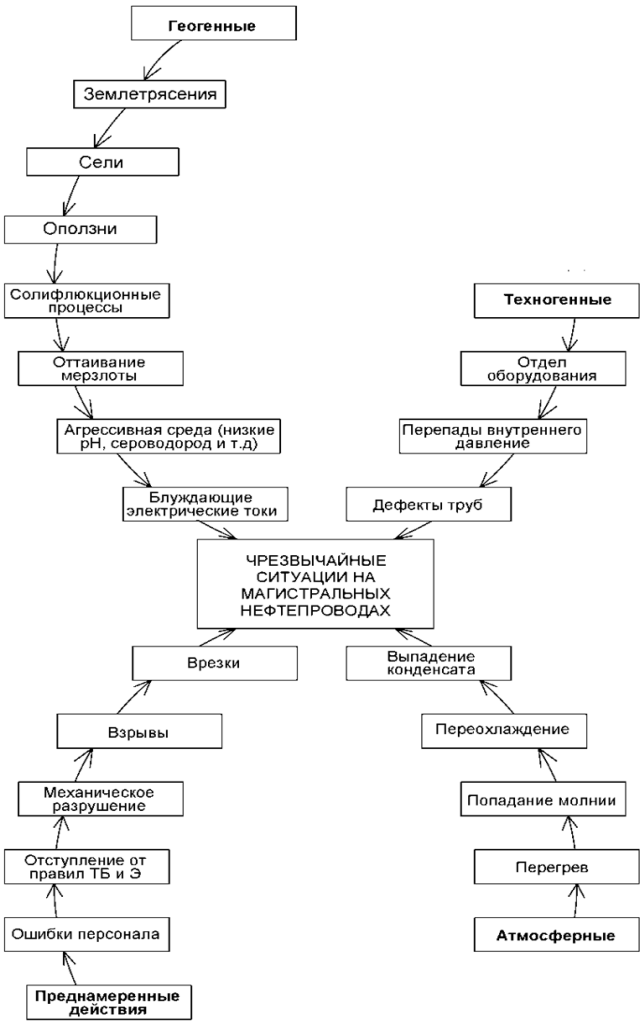


Рисунок 2 – Схема возможных причин возникновения ЧС на нефтепроводах

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

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

Таблица 2 – Частота аварий на нефтепроводах

Характер повреждения нефтепровода	Фото повреждения тела нефтепровода	Частота аварий, событий × км$^{-1}$×год$^{-1}$
Водородная коррозия тела труб		$2{,}6\times10^{-3}$
Одиночный коррозионный сквозной дефект с эквивалентным диаметром 2 дюйма		$2{,}4\times10^{-3}$
Трещина в поперечном шве		$3{,}4\times10^{-4}$
Трещина в около шовной зоне продольного шва. Труба производства ХТЗ, имеющая трещиностойкость в 4 раза ниже требуемой		$1{,}8\times10^{-4}$
Усталостная трещина (разрыв) в стенке нефтепровода		$3{,}0\times10^{-5}$
«Гильотинный» разрыв: разрыв трубы на полное сечение в результате внешних воздействий		$7{,}12\times10^{-5}$

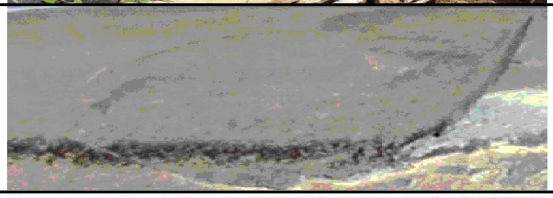
После чего был осуществлен исследования обеспечения необходимой надежности работы нефтепроводных систем. Так, осуществленный научный анализ имевшихся в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов аварий показал, что ключевыми факторами их возникновения, приводящими к последующей разгерметизации 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 неметаллические включения и утонения стенки трубы;

- нарушения металла тела труб (7–18 %), либо выполненных с нарушениями заводской сварки (21 %) трубных соединений, а также нарушения запорной арматуры и швов конструкции нефтепроводов;
- пробоины в магистральных нефтепроводах, а также нарушения арматуры, вантузов или манометрических устройств;
- 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
Дефект «риска» на поверхности трубы	
Характерные подрезы труб	
Кратеры в теле трубы нефтепровода	
Сварной шов	

В частности, необходимо отметить, что прорыву труб нефтепроводов зачастую предшествуют механические повреждения типа «риска» (рис. 3 а), 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. 3 б).

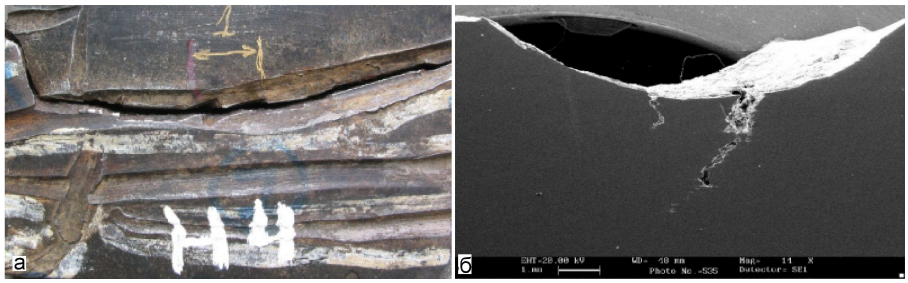


Рисунок 3 – Участок излома риски (а) и трещины с микро-надрывами металла по дну риски (б)
(изображение, полученное электронным микроскопом)

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 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 месторождении происходит более 1000 отказов за год.

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

а) высокую обводненность транспортируемой нефти;

б) наличие газов и растворенной углекислоты транспортируемой нефти;

в) наличие в транспортируемой нефти значительного количества взвешенных частиц (так называемых «механических примесей»: песка и осыпавшихся с внутренней поверхности продуктов коррозии);

г) наличие в транспортируемой нефти сероводорода;

д) образование осадков солей железа и кальция на внутренней поверхности нефтепроводов;

е) «блуждающие» электрические токи.

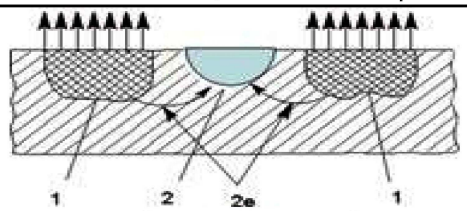
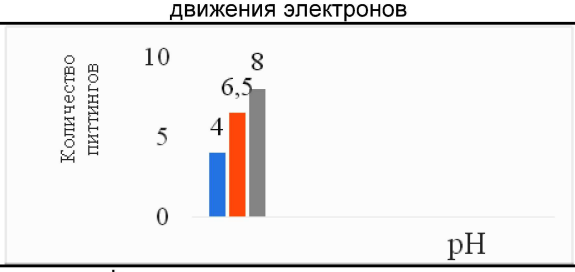
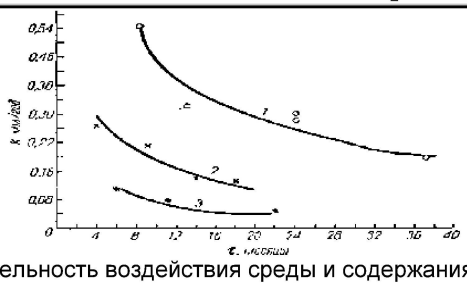
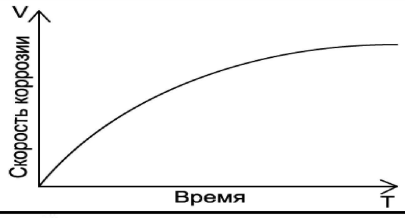
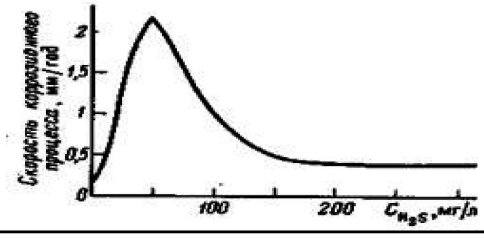
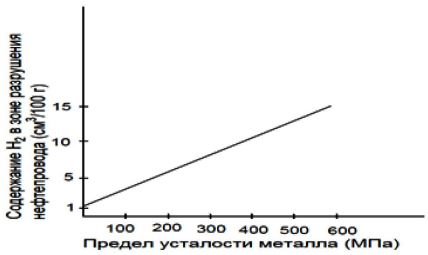
При этом наибольшую опасность для нефтепроводов представляет приводящая к сквозным повреждениям (свищам), простая язвенная очаговая коррозия, скорость которой достигает 1,4–1,8 мм/год. Сплошная равномерная коррозия менее опасна (рис. 4), т.к. ее скорость составляет несколько меньшее значение – 0,1–0,2 мм/год

Рисунок 4 – Потеря прочностных свойств металла при различных видах коррозионного разрушения:
1 – равномерная коррозия; 2 – межкристаллитная коррозия

Еще более опасным является анодный процесс электрохимического растворения металла тела трубы, проходящий со скоростью до 5–8 мм/год. Обычно этот процесс возникает между образовавшейся свежей металлической поверхностью по нижней составляющей трубы и остальной поверхностью, уже покрытой продуктами коррозии, т.е. при этом будет возникать гальванопары «сталь (анод) – продукты коррозии (катод)» и провоцироваться язвенная коррозия.

Все этот и процессы могут интенсифицироваться за счет механического срезания металла трубы (табл. 4) в области канавки твердыми частицами (песка и осыпавшихся продуктов коррозии), содержавшимися 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	$Me - ne^- \rightarrow Me^{n+}$	 1 – анодная зона; 2 – катодная зона; 3 – направление движения электронов
Значение pH перемещаемых флюидов	Образование питтингов	
O_2, Cl и др. газы-окислители	Реакции окисления железа: $2O_2 + 3Fe \rightarrow Fe_3O_4$	 Длительность воздействия среды и содержания Cl^-: 1–6 мг/л; 2–11 мг/л; 3–15 мг/л
Реакция с CO_2	Образование осадков $CaCO_3$	
Реакция с H_2S	Образование осадков FeS	
Реакция с H_2	$Fe_3C + 2H_2 = 3Fe + CH_4$	

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 кор-

розии уменьшается и достигает своего минимума: на внутренней – 0,154 мм/год, а на наружной – 0,108 мм/год. После 25 лет эксплуатации нефтепровода скорость коррозии увеличивается, и при 30-летней эксплуатации нефтепроводов она достигает значения 0,167 мм/год (на внутренней поверхности труб) и 0,95 мм/год (на наружной поверхности). Увеличение скорости коррозии может быть связано как со старением и нарушением изоляции (на наружной поверхности труб), так и с увеличением до 100 % влажности в период падающей добычи (на внутренней).

Кроме этого частой причиной взрывов и аварий на трансафриканских нефтепроводах становятся самовольные врезки в нефтепроводах, которые осуществляет местное население Африки. Так, анализ ситуации показал, что аварийные разливы нефти, образовавшиеся в результате несанкционированных врезок в нефтепроводы, за последнее время в отдельных регионах Чада характеризовались максимальным количеством до 100 т и наибольшей площадью загрязнения почвы до 25,0 га.

Дальнейший анализ причин многочисленных аварий, происходящих на магистральных нефтепроводах показывает, что на долю отказов, которые произошли из-за нарушения Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, приходится от 2 до 7 %. К ним относятся аварий, вызванные нарушением сроков и качества технического обслуживания и ремонта, а также невыполнение оперативным персоналом Правил безопасности при обслуживании и ремонте нефтепроводов и т.д.

Также встречаются прорывы нефтепроводов и из-за несоблюдения регламента технологии перекачки (вследствие технологических нарушений оперативным и ремонтным персоналом, остановки процесса перекачки при резком падении напряжения в электросети и т.д.).

Кроме этого, на аварийность влияет значение пропускной способности нефтепроводов: зачастую в них возникает пробковый режим течения (рис. 5).

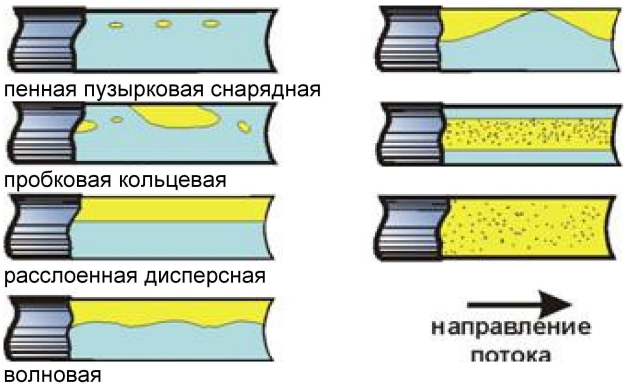


Рисунок 5 – Возможные «пробковые» структуры в горизонтальном нефтепроводе

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.

Изменение гидравлических режимов работы нефтепроводов приводит к тому, что значительная их часть начинает испытывать не только статические (давление газожидкостной смеси) и малоцикловые (связанные с периодическими изменениями загрузки нефтепроводов), но и циклические нагрузки. А масштаб последующего разрушения будет зависеть от глубины проникновения коррозии в стенки трубы и от силы гидравлического удара.

Все эти гидродинамические процессы (пульсации давления и вибрации, а также гидроудары) неизбежно возникающие при эксплуатации 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.

Необходимо отметить, что более 70 % всех аварий и инцидентов на нефтепроводах происходит именно по причине гидродинамических процессов. Это обусловлено тем, что в результате возникновения гидравлического удара, как правило, происходят прорывы в наиболее ослабленных местах нефтепроводной системы, которые вследствие имеющегося износа и нарушений изначальной сплошности металла труб становятся неспособными выдерживать динамические нагрузки ударного характера. В частности, с точки зрения кавитационного разрушения нефтепроводов, наиболее опасными точками являются места расположения в нескольких метрах от насоса или различных перегибов трубы.

На рисунке 6 приведены графики функции $\tilde{F}(\tilde{t})$ для $\tilde{\tau} = 0{,}75$ и различных значений $\tilde{\alpha}^*_{ct}$ и $\tilde{\beta}_{ct}$ (значение $\tilde{\beta}_{ct} = 0$ соответствует использованию упругой камеры без перфорации). При увеличении $\overline{\alpha}^*_{ct}$ (главным образом, при возрастании податливости стабилизатора) уменьшается значение максимума функции $\tilde{F}(\tilde{t})$, т.е. амплитуды гидравлического удара.

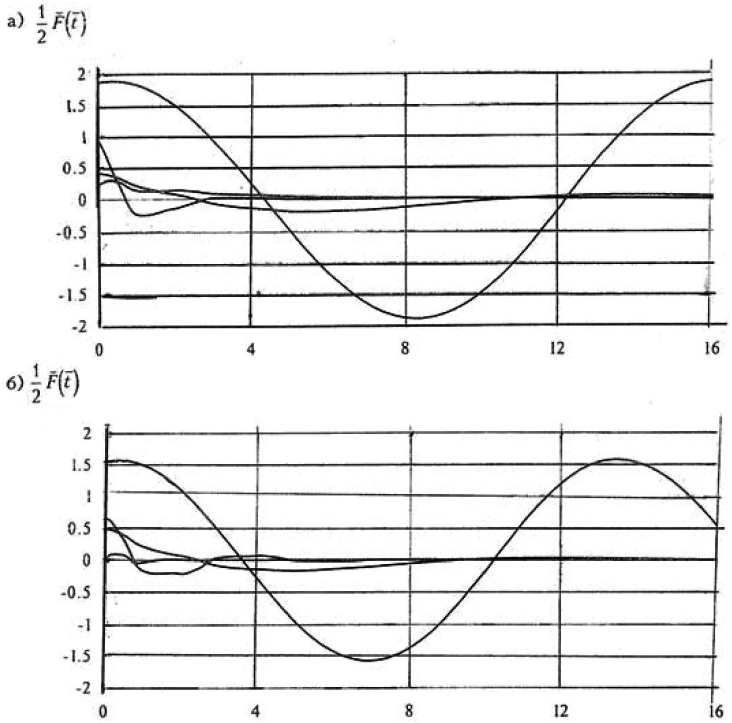


Рисунок 6 – Гидравлический удар в нефтепроводной системе ($\bar{\tau}$ = 0.75) при различных значениях обобщенных параметров стабилизатора:

1 – $\bar{\beta}_{ct}$ = 0 (упругая камера без перфорации); 2 – $\bar{\beta}_{ct}$ = 2; 3 – $\bar{\beta}_{ct}$ = 4.3; 4 – $\bar{\beta}_{ct}$ = 8;

а) $\bar{\alpha}^*_{ct}$ = 4; б) $\bar{\alpha}^*_{ct}$ = 6

Наибольшее влияние на амплитуду и на скорость гашения пульсаций давления оказывает рациональный выбор параметра $\tilde{\beta}_{ct}$.

Необходимо отметить, что существует такое предельное значение $\tilde{\beta}^{пред}_{ct}$, что при дальнейшем увеличении $\tilde{\beta}_{ct} > \tilde{\beta}^{пред}_{ct}$ начинает возрастать значение максимума функции $\tilde{F}(\tilde{t})$.

Функция $\tilde{F}(\tilde{t})$ имеет следующий вид:

$$\tilde{F}(\bar{t}) = \sum_n \frac{\left[\exp(\bar{s}_n \bar{t}) - \exp(\bar{s}_n(\bar{t} - \tau))\right]}{\bar{\tau}\bar{s}_n^2\left[1 + \frac{\bar{\alpha}^*_{ct}}{(1+\bar{\beta}_{ct}s_n)^2} - \frac{(\bar{\alpha}^*_{ct}\bar{s}_n)^2}{(1+\bar{\beta}_{ct}s_n)^2}\right]}. \quad (15)$$

Демпфирование гидравлических ударов достигается за счет многократного (до 50–60 раз на примере системы «вода – воздух») уменьшения скорости звука в газожидкостной смеси по сравнению с чистой жидкостью.

В результате проведенных нами исследований были предложена эффективная система предупреждающих, защитных и локализующих технических решений и организационно-технических мероприятий, позволяющих значительно повысить технологическую и экологическую безопасность и снизить риск возникновения аварий на магистральных нефтепроводах.

1. При эксплуатации нефтепроводов персонал, население и окружающая среда подвергаются опасности, которая определяется особенностями магистральных нефтепроводных систем:

- большой протяженностью линейной части нефтепровода;
- значительными количествами перекачиваемых опасных веществ;
- высокой пожароопасностью и негативное воздействие на биосферу;
- вредное воздействие на здоровье человека и состояние окружающей среды.

Вероятность возникновения аварии с попаданием нефти в окружающую среду является основной потенциальной опасностью (фактором риска) при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

2. Процесс оценки риска возникновения чрезвычайных ситуаций включает в себя:

- определение вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций;
- определение объемов опасных веществ, которые могут участвовать в аварии;

● прогноз размера районов, которые могут подвергнуться загрязнению в результате разлива нефти, а также зон, где концентрации паров нефти могут достигнуть взрывоопасного уровня;

● определение возможного урона для самого объекта, окружающей среды и человека.

3. Среднее значение частот возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов составляет значение $2{,}45 \times 10^{-4}$ событий × км$^{-1}$ × год$^{-1}$.

Объем нефти V2, вытекшей в безнапорном режиме (с момента остановки перекачки до закрытия задвижек), определяется опорожнением расположенных между двумя ближайшими насосными станциями возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними.

Время полного опорожнения аварийного участка определяется временем реакции диспетчерской службы, диаметром трубы, расположением аварийного сечения относительно перекрывающихся линейных задвижек и размерами аварийной щели.

Размер площади разлития нефти при аварии на линейной части магистральных нефтепроводах зависит от объема вытекшей жидкости и условий растекания.

4. Величина потерь нефтепродуктов при их добыче, транспортировке, переработке и хранении, фильтрации через грунты к подземным водам (весьма сложная составляющая влияния нефти на окружающую среду) оценивается в 0,1 % от всего объема транспортируемых нефтепродуктов

5. Процесс оценки риска возникновения чрезвычайных ситуаций включает в себя:

● определение вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций;

● определение объемов опасных веществ, которые могут участвовать в аварии;

● прогноз размера районов, которые могут подвергнуться загрязнению в результате разлива нефти, а также зон, где концентрации паров нефти могут достигнуть взрывоопасного уровня;

● определение возможного урона для самого объекта, окружающей среды и человека.

Так, в 2006 году в Лагосе из-за двух аварий на нефтепроводе погибли 400 человек, а взрыв нефтепровода в 1998 году унес жизни 1000 нигерийцев.

6. По данным статистического анализа дефектности сварных соединений нефтепроводов расчетная надежность нефтепровода диаметром 500 мм протяженностью 1000 км (без учета накопления повреждений) составляет 0,6–0,98. Для нефтепроводов с диаметром выше 720 мм эти значения оказываются еще ниже – 0,3–0,95.

7. Среднее значение приведенных выше частот возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов $2{,}45 \times 10^{-4}$ событий × км$^{-1}$ × год$^{-1}$.

На аварийность влияет значение пропускной способности магистральных нефтепроводов: зачастую в них возникает пробковый режим течения, 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.

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.

Изменение гидравлических режимов работы магистральных нефтепроводов приводит к тому, что значительная их часть начинает испытывать не только статические (давление газожидкостной смеси) и малоцикловые (связанные с периодическими изменениями загрузки нефтепроводов), но и циклические нагрузки. А масштаб последующего разрушения будет зависеть от глубины проникновения коррозии в стенки трубы нефтепровода и от силы гидравлического удара.

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. Тахир Мусса М., Тагасов В.И. Особенности эксплуатации нефтяных хозяйств в республике Чад // Экологические системы и приборы. – 2007. – № 8. – С. 58–60.
4. Германова С.Е., Елисеев В.М., Тахир Мусса М., Тагасов В.И. Нефтяная промышленность республики Чад и ее влияние на окружающую среду // Маркшейдерский вестник. – 2011. – № 4. – С. 48–50.
5. Германова С.Е., Елисеев В.М., Тахир Мусса М., Тагасов В.И. Воздействие нефти и нефтепродуктов на важнейшие части биосферы // Маркшейдерский вестник. – 2011. – № 5. – С. 59–60.
6. Нифадьев В.И., Воробьев А.И., Мусса М.Т. Повышение экологической безопасности на нефтепроводах на основе мониторинга атмосферы // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 5. – С. 64–65.
7. 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. – 2017. – № 2. – С. 68–72.
8. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса. Нефтяная промышленность республики Чад / Материалы 11-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2012. – С. 316–318.

9. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса. Необходимость предотвращения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад / Материалы 11-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2012. – С. 335–336.

10. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат. Нефтяная промышленность республики Чад / Материалы 8-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики «Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики». – Тула : ТГУ, 2012. – Т. 1. – С. 60–63.

11. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат. Инновационный проект нефтепровода «Чад – Камерун» / Материалы 8-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики «Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики». – Тула : ТГУ, 2012. – Т. 1. – С. 63–69.

12. Махамат Тахир Мусса Махамат. Особенности инновационного проекта нефтепровода «Чад – Камерун» / Материалы 15-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2016. – С. 209–212.

13. Махамат Тахир Мусса Махамат. Виды нагрузок и воздействий на нефтепроводы / Материалы 15-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2016. – С. 219–221.

14. Махамат Тахир Мусса Махамат. Классификация дефектов и повреждения нефтепроводов / Материалы 15-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2016. – С. 215–217.

15. Махамат Тахир Мусса Махамат. Анализ патентной литературы в области технической диагностики состояния нефтепроводов / Материалы 15-ой международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – М. : РУДН, 2016. – С. 227–239.

References:

1. Vorobyov A.E., Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Development of technical and technological actions for preventing and mitigation of consequences of emergency situations on trunk oil pipelines of the Republic of Chad. – M. : Publishing house Icarus, 2012. – 328 p.

2. Vorobyov A.E., Plyushchikov V.G., Makhamat Takhir Moussa. Scientific bases of preventing and mitigation of consequences of emergency situations on trunk oil pipelines of the Republic of Chad. – M. : RUDN, 2013. – 185 p.

3. Tajir Moussa M., Tagasov V.I. Features of operation of oil farms in the Republic of Chad // Ecological systems and instruments. – 2007. – No. 8. – P. 58–60.

4. Germanova C.E., Yeliseyev V.M., Tajir Moussa M., Tagasov V.I. Oil industry of the Republic of Chad and its influence on the environment // Surveying messenger. – 2011. – No. 4. – P. 48–50.

5. Germanova C.E., Yeliseyev V.M., Tajir Moussa M., Tagasov V.I. Impact of oil and oil products on the most important parts of the biosphere // Surveying messenger. – 2011. – No. 5. – P. 59–60.

6. Nifadyev V.I., Vorobyov A.I., Moussa M.T. Increase in ecological safety on oil pipelines on the basis of monitoring of the atmosphere // Safety of work in the industry. – 2013. – No. 5. – P. 64–65.

7. Vorobyov A.E., Lysenkova Z.V., Moussa Makhamat M.T. Organization of operation on warning and elimination of emergency situations in the countries of Africa // Safety of work in the industry. – 2017. – No. 2. – P. 68–72.

8. Vorobyov A.E., Makhamat Takhir Moussa. Oil industry Republic of Chad / Materials of the 11th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of mastering of a Nedra. – M. : RUDN, 2012. – P. 316–318.

9. Vorobyov A.E., Makhamat Takhir Moussa. Need of preventing of emergency situations on trunk oil pipelines Republic of Chad / Materials of the 11th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of mastering of a Nedra. – M. : RUDN, 2012. – P. 335–336.

10. Vorobyov A.E., Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Oil industry Republic of Chad / Materials of the 8th International conference on problems of mining industry, construction and power engineering «Social and economic and environmental problems of mining industry, construction and power engineering». – Tula : TGU, 2012. – T.1. – P. 60–63.

11. Vorobyov A.E., Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Innovative project of the Chad – Cameroon / Materials oil pipeline of the 8th International conference on problems of mining industry, construction and power engineering «Social and economic and environmental problems of mining industry, construction and power engineering». – Tula : TGU, 2012. – T.1. – P. 63–69.

12. Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Features of the innovative project of the Chad – Cameroon / Materials oil pipeline of the 15th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of mastering of a Nedra. – M. : RUDN, 2016. – P. 209–212.

13. Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Types of loadings and impacts on oil pipelines / Materials of the 15th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of development of a Nedra. – M. : RUDN, 2016. – P. 219–221.

14. Makhamat Takhir Moussa Makhamat. Classification of defects and damage oil pipelines / Materials of the 15th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of development of a Nedra. – M. : RUDN, 2016. – P. 215–217.

15. Makhamat Takhir Moussa Makhamat. The analysis of patent literature in the field of technical diagnostics of a state oil pipelines / Materials of the 15th international conference: Resource reproducing, low-waste and nature protection technologies of development of a Nedra. – M. : RUDN, 2016. – P. 227–239.