

УДК 614.8.084

А.Е. Воробьев /д.т.н./

ФГАОУДПО «Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса» Минэнерго РФ (Москва)

М.Т. Мусса Махамат

Университет Дружбы Народов (Национальный университет Республики Чад)

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ РЕСПУБЛИКИ ЧАД

Представлены результаты исследований по совершенствованию способов повышения безопасности на магистральных нефтепроводах Республики Чад. Первоначально рассмотрены нефтяные запасы Республики Чад, их географическое размещение и объемы. Даны характеристики магистрального нефтепровода, позволяющего транспортировать чадскую нефть к морскому терминалу вблизи г. Криби (Камерун). Идентифицированы возможные на магистральных нефтепроводах чрезвычайные ситуации и дана их типизация в зависимости от источника возникновения, масштаба, характера воздействия и тяжести последствий. Сведена частота отказов нефтепроводов непосредственно к характеру отказа или конкретному виду их повреждения, которые также получили дифференциацию по характеру разрушения тела нефтепровода. Разработаны специальные устройства, гасящие гидродинамические удары и тем самым препятствующие разрушению труб нефтепроводов.

Ключевые слова: нефтепроводы, аварии, типизация, взаимосвязь аварий и разрушения нефтепроводов.

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 – Чадским и Доба (Шари), а также с нефтегазоносным бассейном Куфра. В районе Добы уже давно были разведаны богатые нефтяные месторождения: проектная добыча на них нефти составляет 400 тыс. баррелей в сутки, а запланированная эксплуатация – в течение 30-ти лет.

Для прокачки чадской нефти к экспортному терминалу близ г. Криби в Камеруне уже закончена прокладка 30-дюймового нефтепровода длиной 1078 км. 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 м) расположено в Чаде.

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

Для формализации последующих исследований и решения поставленных задач в работе

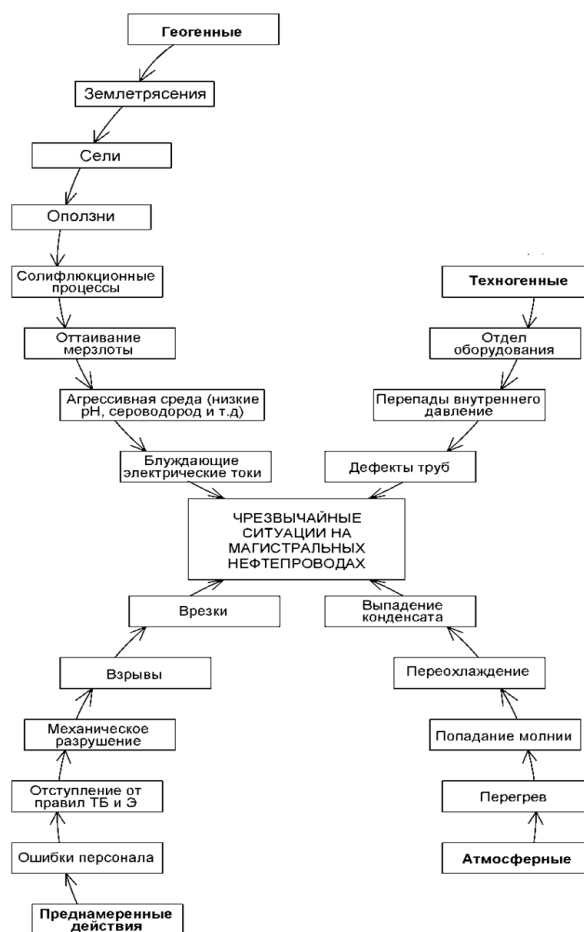


Рис. 1. Схема возможных причин возникновения ЧС на магистральных нефтепроводах


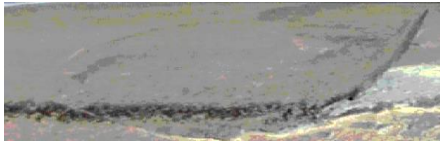

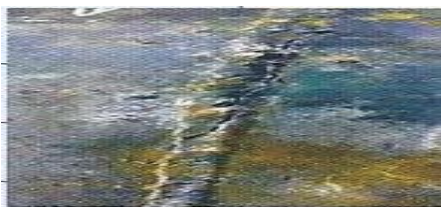
Табл. 1. Типизация ЧС на современных нефтепроводах

Место проявления ЧС	Почвы	Атмосфера	Гидросфера	Техногенная среда (промышленная агломерация)
Уровень ЧС	Местный, 100 тыс. долларов США, 500 т нефти	Региональный, 1 млн. долларов США, 1000 т нефти	Государственный, 10 млн. долларов США, 10000 т нефти	Транснациональный, более 100 млн. долларов США, 10000 т нефти
Вид нарушения, обуславливающий 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 энергии	По абсолютному значению 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)	

Табл. 2. Частота аварий на магистральных нефтепроводах

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

Табл. 3. Виды заводских дефектов труб

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

использовалась общая классификация возникновения чрезвычайных ситуаций, адаптированная авторами к проблемам нефтепроводного транспорта. В соответствии с классификацией действующие нефтепроводы подвержены воздействиям многообразных факторов различной природы (рис. 1), приводящих к 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, а также физических и химических свойств металла труб.

Обработка статистических данных по работе нефтепроводов

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

Осуществленный научный анализ аварий, имевшихся в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов, показал, что ключе-

выми 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 т.ч. технологические ошибки персонала при эксплуатации.

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. При этом общая протяженность сварных швов, как показывают расчеты, в 1,5 раза превышает длину самого нефтепровода.

Кроме этого, частой причиной взрывов и аварий на трансафриканских нефтепроводах становятся самовольные врезки, которые зачастую осуществляет местное население Африки. Так, анализ ситуации показал, что аварийные разливы нефти, образовавшиеся в результате несанкционированных врезок в магистральные нефтепроводы, за последнее время в отдельных регионах Чада характеризовались максимальным количеством до 100 и наибольшей площадью загрязнения почвы до 65 га.

Исследование эффективности стабилизаторов гидравлических ударов

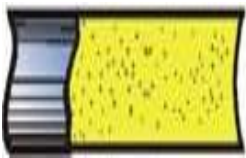
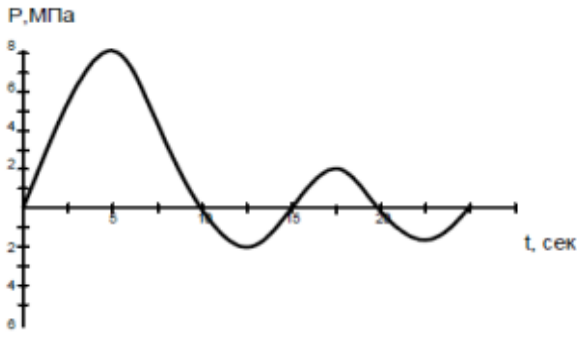
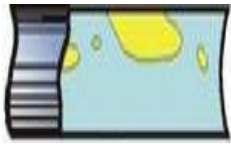
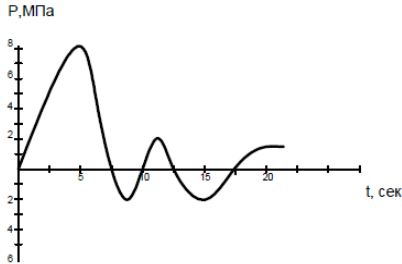
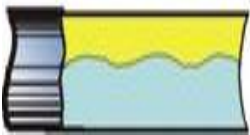
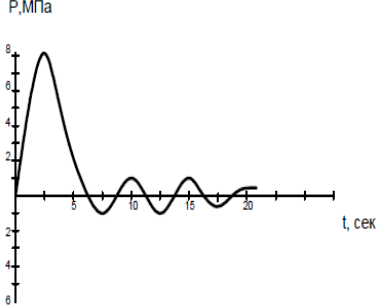
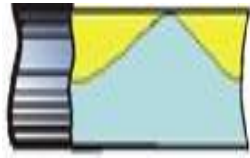
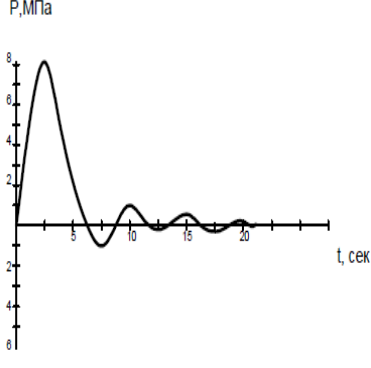
На аварийность также влияет значение пропускной способности магистральных нефтепроводов: зачастую в них возникает пробковый режим течения (табл. 4), зачастую расслоенный

(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.

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

Табл. 4. Конструктивные особенности стабилизаторов

Пробковые структуры, обуславливающие пульсацию давления	Стабилизаторы	Эффект
 <p>дисперсная</p>	Пневмостабилизаторы	 <p>Т, с</p>
 <p>пробковая</p>	Стабилизаторы с сифонами и упругими камерами	 <p>Т, с</p>
 <p>волновая</p>	Стабилизаторы с двухфазной средой	 <p>Т, с</p>
 <p>снарядная</p>	Многорежимные стабилизаторы	 <p>Т, с</p>

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.

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 коррозионные процессы, способствуют накоплению усталостных характеристик металла, особенно в местах концентрации напряжений (сварные швы, задиры и т.п.), и являются основным фоном возникновения аварийных ситуаций.

Особенности гидравлических (кавитационных) ударов учитывают разработанные авторами стабилизаторы давления, принцип действия которых основан на распределенном по длине нефтепровода диссипативном и упругодемпфирующем воздействии на пульсирующий поток перекачиваемой среды:

- обеспечение безаварийной эксплуатации нефтепроводных систем и оборудования путем гашения до безопасного уровня амплитуд гидроударов, колебаний давления, вибраций и резонансных явлений;

- полное исключение крупных аварийных разрывов трубопроводов, выхода из строя арматуры и насосных агрегатов по причинам гидроударов, пульсаций давления и вибраций;

- увеличение коррозионно-усталостной долговечности труб за счет снижения до необходимого уровня амплитудно-частотных характеристик пульсаций давления на рабочих частотах насосных агрегатов и при переходных режимах;

- предотвращение возможных разрушений нефтепроводов за счет применения стабилизаторов обеспечивается путем полного гашения или временным фазовым сдвигом амплитуды ударной волны, чем обеспечивают снижение в 5-10 раз количества и силы гидроударов, колебаний давления, вибраций и резонансных явлений.

При этом наибольший эффект гашения достигается при диссипации энергии пульсаций на перфорационных отверстиях, которые равномерно распределены по длине стабилизатора. Это достигается также вследствие демпфирования, обусловленного податливостью упругих элементов, которые выполнены в виде газовой подушки, емкостных камер или сильфонов со стенками из пружинистых и эластичных материалов.

Если у выходного сечения стабилизатора

расположен быстродействующий отсечный клапан (задвижка), t_0 при $t < 0$, движение среды происходит со скоростью v_0 . При $t=0$ клапан начинает закрываться, и при $t=\tau$ происходит полное перекрытие поперечного сечения магистрали.

Применяя преобразование Лапласа к функции $u(t)$, имеем:

$$u(s) = \frac{v_0}{\tau s^2} (e^{-\tau s} - 1).$$

На рис. 3 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 $\tilde{\alpha}_{ct}^*$ (главным образом при возрастании податливости стабилизатора) уменьшается значение максимума функции $\tilde{F}(\tilde{t})$, т.е. амплитуды гидравлического удара.

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

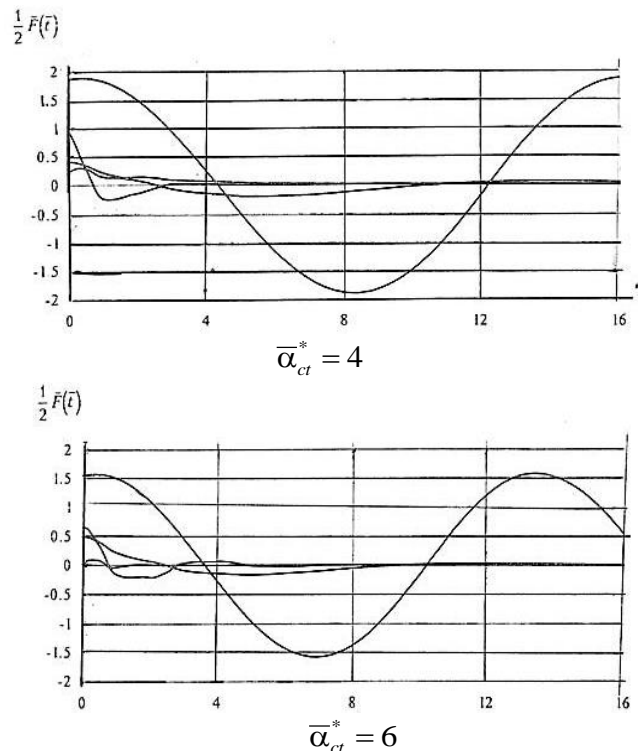


Рис. 3. Гидравлический удар в нефтепроводной системе ($\tilde{\tau} = 0,75$) при различных значениях обобщенных параметров стабилизатора:

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

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

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

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

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.

Отличительная особенность стабилизаторов давления заключается в том, что они имеют минимальное гидравлическое сопротивление: наибольшее применение получила конструктивная схема стабилизатора с равномерно распределенной перфорацией, через которую перекачиваемая среда может перетекать из нефтепровода в демпфирующую надстройку над перфорированной его частью.

Таким образом, в общем случае стабилизатор давления (как специальное включение в нефтепроводную систему) должен препятствовать распространению возмущений среды за счет упругодемпфирующего воздействия на поток, приводящего к перераспределению энергии в спектре колебаний и (или) за счет механического воздействия, вызывающего необратимые потери этой энергии.

Аналогичный эффект достигается также вследствие демпфирования, обусловленного податливостью упругих элементов, которые выполнены в виде газовой подушки, емкостных камер или сильфонов со стенками из пружини-

стых и эластичных материалов. Дополнительные эффекты гашения обеспечиваются при расширении потока в предкамерах и коллекторах стабилизатора, создании однонаправленного движения, т.е. за счет влияния на геометрию потока.

Таким образом, возможно продление (на 50-70 % с учетом накопленного износа и реальных условий эксплуатации) эксплуатационного ресурса даже сильно изношенных нефтепроводов за счет снижения динамических и циклических нагрузок.

Выводы

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

Список литературы

1. Воробьев, А.Е. Разработка технико-технологических мероприятий для предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад / А.Е. Воробьев, М.Т. Мусса Махамат. – М.: Икар, 2012. – 328 с.
2. Воробьев, А.Е. Научные основы предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад / А.Е. Воробьев, В.Г. Плющиков, М.Т. Мусса Махамат. – М.: РУДН, 2013. – 185 с.
3. Воробьев, А.Е. Организация работы по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в странах Африки / А.Е. Воробьев, З.В. Лысенкова, М.Т. Мусса Махамат // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 2. – С. 68-72.

Сведения об авторах

А.Е. Воробьев

Телефон: +7 (906) 777-49-55
 Эл. почта: fogel_al@mail.ru

М.Т. Мусса Махамат

Эл. почта: m.tahirmoussa.mht@mail.ru

*Статья поступила 21.04.2017 г.
 © А.Е.Воробьев, М.Т.Мусса Махамат, 2017*