

УДК 622.692.48:[533+536.6]

Влияние технико-технологических и природно-климатических факторов на специфику развития аварий на трубопроводах, транспортирующих широкую фракцию легких углеводородов

Часть I. Особенности протекания гидродинамических и тепломассообменных процессов при аварийных разрывах трубопроводов

В.С. Сафонов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе обосновывается сценарный подход к анализу специфики развития и оценке масштабов последствий аварий на трубопроводах, перекачивающих термодинамически нестабильные сжиженные углеводородные газы, в том числе широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). С использованием статистической информации показан наиболее характерный спектр размеров и причин нарушений герметичности трубопровода в процессе эксплуатации. На базе численного моделирования проанализированы:

- гидродинамические (однофазные и двухфазные) процессы в протяженных трубопроводах при их аварийной разгерметизации;
- фазовые превращения ШФЛУ как смеси углеводородов за счет сброса давления в месте разрыва и внешнего теплопритока;
- интегральная динамика образования паровой фазы при возможных сценариях разгерметизации трубопровода.

Полученные результаты являются основой для обоснования выраженной переменной «функции источника» для последующего моделирования распространения паровоздушного облака в приземном слое атмосферы.

В последнее время рядом нефтегазовых компаний вновь активизирован и вынесен на правительственный и законодательный уровни вопрос о необходимости и экономической целесообразности транспортировки по трубопроводам широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Отличительной особенностью ШФЛУ является наличие в ее составе ряда «легких» углеводородных компонентов. Как следствие, при аварийной разгерметизации трубопровода, транспортирующего ШФЛУ, (далее – трубопровод ШФЛУ) помимо разлива термодинамически стабильных компонентов (C_{5+}) образуются пары, в основном пропана и н-бутана, которые, будучи значительно тяжелее воздуха и представляя собой угрозу взрывного сгорания, могут перемещаться под действием ветра зачастую на значительные расстояния, существенно расширяя тем самым зону потенциальной опасности.

Развернувшаяся на различных площадках дискуссия по вопросам обеспечения безопасности трубопроводов ШФЛУ с самого начала проходила на фоне факта известной трагедии под Уфой (1989 г.), когда в результате грубейших технологических нарушений в обычный нефтепровод с низкими характеристиками хладостойкости металла труб стали добавлять в значительных объемах ШФЛУ, что привело к хрупкому протяженному разрушению трубопровода и масштабному разливу продукта с образованием и последующим взрывом паровоздушного облака. После этой аварии нормативные разрывы от трубопроводов ШФЛУ до промышленных и социальных объектов были увеличены в 10 раз, что, по существу, исключило возможность их прокладки в промышленно развитых (густонаселенных) районах страны.

Проблема обеспечения надежности и безопасности трубопроводного транспорта термодинамически нестабильных смесей жидких углеводородов не является новой,

Ключевые слова: перекачка по трубопроводам термодинамически нестабильных жидкостей, аварийная разгерметизация, гидродинамические процессы, двухфазное истечение, растекание и кипение жидкости на поверхности грунта.

и ее отдельные аспекты уже неоднократно рассматривались в технической литературе [1–23]. Однако при этом так и не было выработано единого методического подхода к решению проблемы. В этой связи первоочередными задачами экспертного научного сообщества, по-видимому, являются, во-первых, дальнейшее совершенствование методической базы для моделирования характерных сценариев развития аварий на трубопроводах ШФЛУ и, во-вторых, обоснование технических решений в области качественного повышения их конструктивной надежности и безопасности.

В рамках поставленной задачи целесообразно обсудить методические подходы к обоснованию показателей надежности и безопасности трубопроводов ШФЛУ, которые были систематизированы и реализованы во ВНИИГАЗе в конце 1990-х гг. в рамках проекта прокладки двухниточного трубопровода из цельнотянутых труб диаметром 426 мм на рабочее давление 6,4 МПа по трассе Сургут – Урало-Поволжье. Принятый компонентный состав ШФЛУ по ТУ 38-101524-93 в мольных долях: этан – 0,0251; пропан – 0,4953; н-бутан – 0,2341; изобутан – 0,087; н-пентан – 0,0895; изопентан – 0,0368; гексан – 0,0322.

Отличительной особенностью предлагаемого подхода является рассмотрение всех нестационарных сопряженных гидравлических и тепломассообменных процессов в рамках единого логического сценария, когда итоговые параметры предшествующего процесса служат входными данными для последующего. Исходными событиями считаются при этом различные варианты разгерметизации трубопровода, т.е. динамика и объемы аварийных выбросов ШФЛУ.

1. Для оценки потенциальных объемов аварийных выбросов ШФЛУ из трубопроводов необходимо было обосновать возможные размеры характерных сквозных дефектов, возникающих при эксплуатации «жидкостных» трубопроводов. Для этой цели использовались как обширная отечественная база данных по различным повреждениям труб на нефтепродуктопроводах, так и ряд материалов зарубежных компаний [1–6]. Повреждения трубопроводов классифицировались при этом по трем группам:

1) *коррозионные свищи* с характерными эквивалентными диаметрами до 10...12 мм, которые практически не идентифицируются штатными системами контроля гидравлических

режимов [6]. Как показал анализ, истечение ШФЛУ из коррозионных свищей малого диаметра происходит в однофазном состоянии и может быть рассчитано по известному соотношению Бернулли. Определенные сложности связаны при этом с обоснованием коэффициентов расхода, поскольку истечение жидкости происходит не в атмосферу, а в окружающий трубопровод массив грунта. Представленные в научной литературе данные экспериментальных исследований свидетельствуют о том, что при истечении жидкости в плотный массив грунта коэффициенты расхода будут существенно меньше, чем в случаях истечения в атмосферу;

2) *продольные трещины*, наиболее значимыми причинами появления которых являются циклические колебания внутреннего давления, заводские и строительно-монтажные дефекты. В литературе [1, 2, 4, 5] приводятся различные варианты обработки массивов статистической информации по повреждениям трубопроводов, свидетельствующие, что линейный размер продольных трещин носит в общем случае случайный характер и может быть описан специальными функциями, в том числе двухпараметрическим распределением Вейбулла.

Для обоснования возможной ширины раскрытия продольных трещин использовались материалы многочисленных гидравлических испытаний типовых труб нефтегазового сортамента на специальном стенде ВНИИГАЗа. При этом важно, что испытания проводились при температурах до минус 50 °С, поскольку в реальных условиях в месте аварийного истечения ШФЛУ температура металла может понизиться примерно до минус 30 °С. Было установлено, что геометрия трещин близка к ромбовидной, а отношение длин трещин к их максимальной ширине варьировалось в пределах 7...10;

3) *разрывы «гильотинного» типа* в результате, например, экстремальных внешних динамических воздействий или диверсий. В отличие от первых двух групп повреждений при этом происходит нарушение однонаправленного движения и независимое истечение жидкости сразу из двух концов поврежденного трубопровода.

Установлено, что истечение ШФЛУ (как термодинамически нестабильной жидкости) из трещин различной протяженности и при полном разрыве трубопровода качественно отличается от истечения однофазной

несжимаемой жидкости [7–13]. В этом случае при разгерметизации трубопровода и падении давления в месте разрыва вверх и вниз по потоку распространяется волна гидравлической «разгрузки», за фронтом которой возрастает удельный объем вещества, а жидкость, получая соответствующий импульс, ускоряется. Скорость движения этой волны равна скорости звука в однофазном потоке жидкости (C_0) и может быть определена по известному уравнению

$$C_0 = \left[\rho_{\text{ШФЛУ}} \left(\frac{1}{\beta_{\text{ШФЛУ}}} + \frac{d_0}{\delta E} \right) \right]^{-\frac{1}{2}}, \quad (1.1)$$

где $\rho_{\text{ШФЛУ}}$, $\beta_{\text{ШФЛУ}}$ – плотность и модуль упругости ШФЛУ соответственно; d_0 , δ и E – внутренний диаметр трубы, толщина ее стенки и модуль упругости металла соответственно.

Если в качестве примера принять $\rho_{\text{ШФЛУ}} = 560 \text{ кг/м}^3$ при средней температуре грунта $\bar{T}_{\text{гр}} = +10 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\beta_{\text{ШФЛУ}} = 240 \text{ МПа}$, то при перекачке ШФЛУ по трубопроводу диаметром $d_0 = 426 \text{ мм}$ при толщине стенки 8 мм получим $C_0 \approx 600 \text{ м/с}$.

При разгерметизации трубопровода в области, прилегающей к месту разрыва, устанавливается давление, близкое к давлению насыщенных паров при соответствующей средней температуре транспортируемого продукта ($\bar{T}_{\text{пр}} \cong \bar{T}_{\text{гр}}$). При этом происходит вскипание части жидкости и увеличение ее объема в полости

трубы, а скорость потока начинает лимитироваться пропускной способностью «концевого» участка, т.е. трубопровод работает как бы в режиме «запирания».

Эффект «запирания» сегодня хорошо изучен, например, применительно к аварийной разгерметизации контуров водяного охлаждения ядерных реакторов [8–10]. В отношении трубопроводов со сжиженными углеводородными газами этот эффект получил экспериментальное подтверждение [7, 11–14]. На рис. 1.1 представлены результаты измерений динамики истечения сжиженного пропана из трубопровода диаметром $d_0 = 150 \text{ мм}$ и длиной $L = 100 \text{ м}$ [16]. Видно, что в течение определенного времени интенсивность истечения пропана (G) остается постоянной, равной некоторому «критическому» значению ($G_{\text{кр}}$).

На рис. 1.1 на оси абсцисс представлено безразмерное время $\bar{\tau} = C_* \frac{\tau}{L}$, где τ – текущее

время; C_* – скорость звука в двухфазном потоке жидкости. Величина C_* напрямую зависит от паросодержания в потоке и может быть выражена через отношение давления насыщения жидкости (упругости паров) – $P_{\text{нас.п}}$ – к рабочему давлению в трубопроводе $P_{\text{раб}}$. На рис. 1.2 показана зависимость C_* от $P_{\text{нас.п}}/P_{\text{раб}}$ для

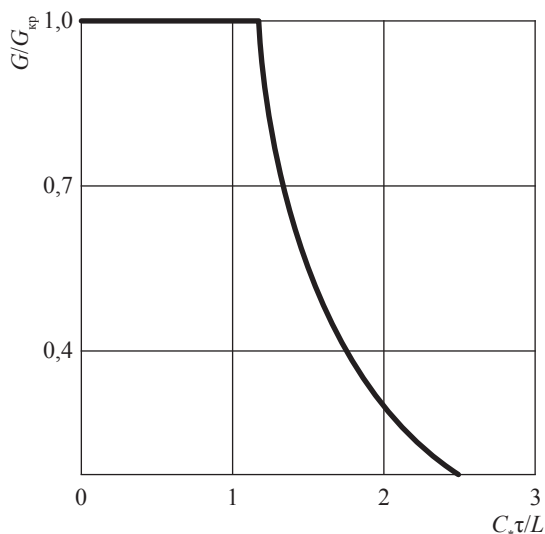


Рис. 1.1. Динамика истечения сжиженного пропана из трубопровода

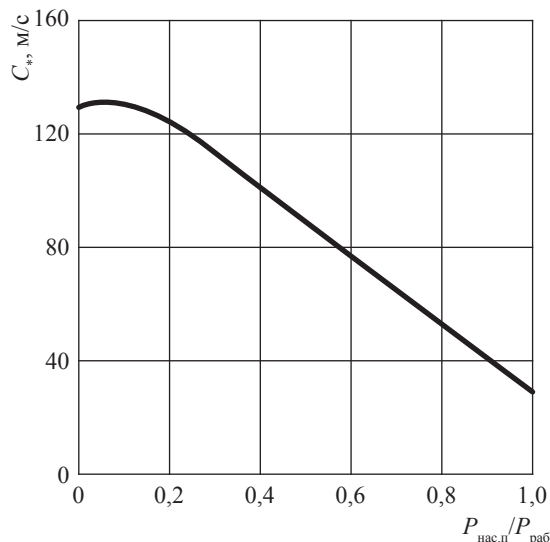


Рис. 1.2. Влияние отношения давления упругости паров к рабочему давлению в трубопроводе на скорость звука в равновесном вскипающем потоке сжиженного пропана

сжиженного пропана, измеренная в ходе упомянутого выше эксперимента [6].

Для расчета критического расхода двухфазного потока предложено несколько моделей [8, 9], наиболее достоверной из которых представляется модель Генри – Фауске.

Для характерных условий перекачки ШФЛУ (состав по ТУ 38-101524-93) по трубопроводу диаметром $d_0 = 426$ мм при $P_{\text{раб}} \leq 65$ бар расчеты по модели Генри – Фауске дают следующие значения критических расходов:

- от 20 до 70 кг/с для трещин различных линейных размеров (с условной классификацией в калибрах l/d_0 , где l – длина трещины: 0,1...0,3 – «мелкие»; 0,3...0,5 – «средние»; 0,5...0,7 – «крупные»);
- ~ 300 кг/с из одного конца трубопровода для разрыва «гильотинного» типа.

Заметим, что, в отличие от верхнего участка (от места разрыва «гильотинного» типа), участок вниз по потоку «работает» до момента остановки перекачки в режиме отбора продукта с двух концов. В месте разрыва «реверсная» критическая скорость истечения составляет, по оценкам, около 4...5 м/с; а на всасывании насосной станции (НС) при использовании регулятора давления сохраняется номинальная скорость перекачки – 1,0...1,2 м/с. Поскольку ШФЛУ обладает значительной сжимаемостью, на «нижнем» участке не происходит мгновенного разрыва сплошности потока, и в течение определенного периода общая интенсивность выброса жидкости равна сумме «прямого» и «реверсного» потоков.

Исходя из отмеченных положений в дальнейших расчетах принималось, что при «гильотинных» разрывах трубопровода сначала интенсивность истечения ШФЛУ составляет $300 \cdot 2 = 600$ кг/с. Однако уже через 2,0...2,5 мин произойдет «разрыв» сплошности потока на нижнем участке, вследствие чего интенсивность истечения ШФЛУ резко снизится (примерно до 50...70 кг/с). Далее до момента остановки перекачки суммарная интенсивность истечения из этого участка будет составлять не более 300...370 кг/с.

На основании изложенного были выделены для дальнейшего анализа три характерные группы дефектов и масштабов предаварийных и аварийных утечек ШФЛУ для трубопровода диаметром $d_0 = 426$ мм при $P_{\text{раб}} \leq 64$ МПа:

- локальные коррозионные дефекты с потенциальными утечками менее 15...20 м³/ч

(т.е. 2...3 кг/с), как правило, не представляющими прямой угрозы ущерба;

- усталостные продольные трещины с наиболее характерными размерами менее 0,5 калибра с максимальными критическими расходами в диапазоне 20...50 кг/с;
- разрывы «гильотинного» типа с максимальными критическими расходами 300...370 кг/с.

Для магистральных трубопроводов ШФЛУ одним из ключевых является вопрос о физических предпосылках и технических возможностях своевременной и достоверной идентификации оператором на НС факта и места аварийного разрыва с помощью штатных систем контроля гидравлических процессов с последующей остановкой перекачки и перекрытием аварийного участка. Для расчета нестационарных процессов в трубопроводе при возникновении в месте разрыва гидравлического импульса (резкого падения давления) проводилось численное интегрирование методом характеристик известной системы дифференциальных уравнений, описывающих одномерное изотермическое движение со скоростью W однофазной сжимаемой жидкости вдоль оси x трубопровода [15]:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{P_{\text{раб}}}{\rho_{\text{ШФЛУ}}} \right) + W \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P_{\text{раб}}}{\rho_{\text{ШФЛУ}}} \right) + C_0^2 \frac{\partial W}{\partial x} &= 0; \\ \frac{\partial W}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{P_{\text{раб}}}{\rho_{\text{ШФЛУ}}} \right) + \lambda_{\text{тр}} \frac{W|W|}{2d_0} &= 0; \\ \rho_{\text{ШФЛУ}} &= f(P_{\text{раб}})_T, \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

где $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; τ – время. Третье уравнение системы (1.2) учитывает изменение плотности ШФЛУ с изменением давления при осредненной по длине температуре потока T (близка к температуре грунта $\bar{T}_{\text{гр}}$ на глубине укладки трубопровода).

Краевые условия задачи на момент времени $\tau > 0$ при исходно заданной функции $P_{\text{раб}}(x, 0)$:

- давление в сечении разрыва ($x = L^*$, где L^* – расстояние от начала трубопровода, т.е. от НС до места разрыва) равно давлению насыщения жидкости при температуре перекачки $P_{\text{нас.п}}(\bar{T}_{\text{гр}})$;
- интенсивность истечения в месте разрыва равна «критической», т.е. $G = G_{\text{кр}} = \text{const}$ (см. выше) в течение всего периода формирования определенного отклика (периода падения давления) на НС вверх по потоку (что является определенным завышением);

- давление на всасывании НС, подающей жидкость в аварийный участок, и на всасывании последующей НС сохраняется неизменным с помощью регуляторов давления типа «до себя»;

- напорная характеристика НС может быть аппроксимирована функцией вида $H = a - bQ^2$, где Q – объемный расход. (Исходное давление нагнетания – 64 бар, давление на всасывании – 15 бар.)

В качестве характерной величины «отклика» системы, по которой (согласно существующей практике для нефтепроводов) должна идентифицироваться авария на линейной части, принято падение давления (ΔP) на нагнетании НС вверх по потоку на 2 бара. Результаты численного моделирования представлены на рис 1.3.

Приведенные на рис. 1.3 данные свидетельствуют о том, что даже в случае адекватных и своевременных действий оператора на НС по остановке перекачки вследствие относительно высокой инерционности

гидродинамических процессов в магистральном трубопроводе ШФЛУ объемы аварийных выбросов (в напорном режиме) могут быть весьма значительными (до нескольких сотен тонн). Это однозначно свидетельствует о необходимости установки на трубопроводе автоматизированных систем прекращения перекачки и отсечения аварийного участка при разрыве (без влияния «человеческого» фактора).

Вернемся к анализу гидродинамических процессов в месте разрыва трубопровода. За счет резкого падения давления вслед за движущейся со скоростью звука (C_0) в однофазной жидкости первичной волной появляется также вторая волна разгазирования с несколько размытым фронтом, движущимся также со скоростью звука, но уже в равновесном двухфазном потоке (C_*) от сечения разрыва вглубь трубопровода. Скорость этого фронта будет уже значительно (в 5...7 раз) меньше скорости звука в однофазной жидкости (см. выше).

Для определения характеристик возникающего при этом двухфазного потока были

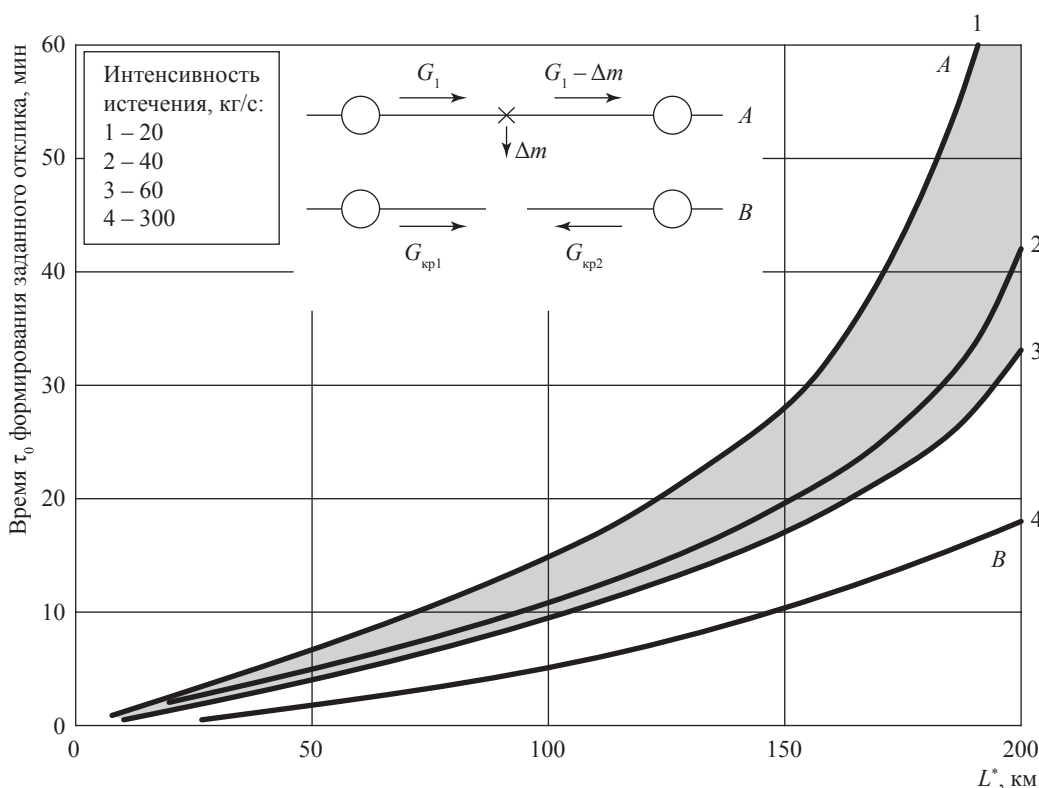


Рис. 1.3. Влияние места аварии и интенсивности истечения ШФЛУ, кг/с, (см. числа на кривых) на инерционность формирования заданного гидравлического «отклика» $\Delta P = 2$ бар на НС вверх по потоку (расстояние между НС – 250 км): кривые семейства A (см. заливку цветом) – истечение из трещин; кривая B – разрыв «гильотинного» типа; Δm – масса истекшей ШФЛУ

проанализированы исследования в области нестационарной гидродинамики вскипающих жидкостей, в том числе при аварийном опорожнении контуров водяного охлаждения ядерных реакторов [9], по физической сущности наиболее близкие к рассматриваемым процессам. По результатам анализа был принят известный методический подход, заключающийся в квазистационарном приближении нестационарной гидравлики двухфазного потока и использовании для его описания коэффициента Локхарта – Мартинелли. При этом в гидродинамической модели принят раздельный режим течения жидкой и паровой фаз, а коэффициент скорости (скольжения) рассчитан по гипотезе «равноскоростного потока».

Гидравлика движения двухфазного потока к сечению разрыва определялась на основании решения дифференциального уравнения

$$\frac{dP_{\text{раб}}}{dx} = \frac{\lambda_{\text{тр.пр}}}{2d_0\rho_{\text{шф.лр}}} G^2, \quad (1.3)$$

в котором G – массовый расход двухфазного потока, а приведенный коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{тр.пр}}$ задается соотношением

$$\lambda_{\text{тр.пр}} = \bar{\lambda}_{\text{тр}} \left[(1-\alpha) + \frac{\alpha}{k} \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}} \right]^2;$$

$$k = 0,4 + 0,6 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}}} \sqrt{\frac{1 + 0,4 \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}}}}{1 + 0,4 \frac{1-\alpha}{\alpha}}},$$

где $\bar{\lambda}_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления Дарси – Вейсбаха (см. выше), рассчитываемый по движению продукта в однофазном (жидком) состоянии с эквивалентным массовым расходом; α – массовое газосодержание; k – коэффициент скорости (скольжения фаз); $\rho_{\text{г}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотности паровой и жидкой фаз соответственно.

Пределы интегрирования приведенного уравнения изменяются от сечения разрыва ($x = 0$) с давлением, близким к атмосферному $P_{\text{ат}}$, до сечения с координатой $y(\tau)$, которое в текущий момент времени τ находится на границе раздела двухфазной и однофазной (жидкой) сред, где давление равно давлению насыщения $P_{\text{нас.п}}$, а расход сохраняет свое начальное значение G_0 . При этом использовалась линейная

интерполяционная зависимость расхода от осевой координаты:

$$G = G_{\text{кр}} + \frac{G_0 - G_{\text{кр}}}{y(\tau)} x,$$

$$0 \leq x \leq y(\tau), \quad G_0 \leq G \leq G_{\text{кр}},$$

где критический расход двухфазного потока рассчитывается, как и выше, по модели Генри – Фауске [8, 9].

По достижении рассмотренным выше фронтом разгазирования $y(\tau)$ конца перекрытого участка трубопровода жидкость на всем участке переходит в однородное состояние насыщения при соответствующей температуре. Тогда, по существу, исходная задача трансформируется в задачу расчета истечения сжиженного газа условно из некоторого сосуда с одномерными параметрами состояния. Это предположение полностью подтверждается данными эксперимента группы ученых из университета Сан-Франциско [19–22], представленного на рис. 1.4, где пунктирная линия отображает расчетную зависимость давления насыщенных паров от температуры для пропана, черные точки – давление на закрытом конце трубы, белые – на открытом (в месте разрыва). Видно, что давление на обоих концах трубы близко к равновесному $P_{\text{нас.п}}$.

Аналогичные результаты получены в опытах для пропан-бутановой смеси при

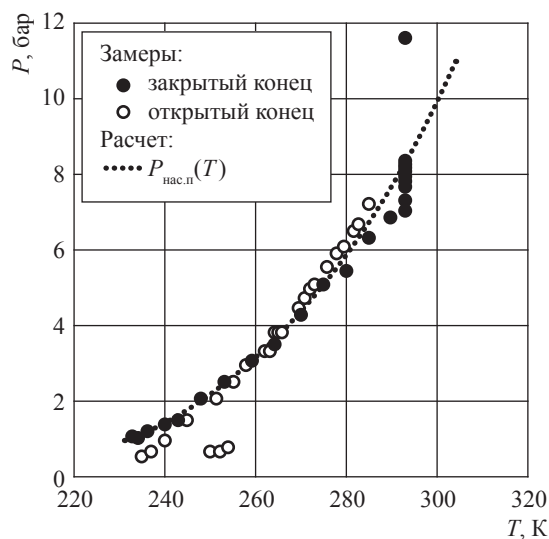


Рис. 1.4. Термодинамические характеристики в начале и в конце трубопровода с жидким пропаном при его разгерметизации с одного конца

ее истечении из трубопроводов диаметрами 16...32 мм и относительной длиной 170...1200 калибров [6] (рис. 1.5).

Анализ существующих моделей истечения термодинамически нестабильных жидкостей из резервуаров (сосудов) через трубопроводы в предположении, что влиянием нестационарных процессов в трубопроводе можно пренебречь, показал, что наиболее удобной для практического применения является модель Шведского института национальной безопасности [23], удачно сочетающая относительную простоту, корректное описание физических особенностей процесса истечения двухфазных смесей и обеспечивающая хорошее согласование с экспериментальными данными.

Предполагается, что жидкость поступает в трубопровод длиной L под давлением $P_0 > P_{\text{нас.п}}$ в однофазном (переохлажденном) состоянии; изменение энтропии и энтальпии потока вдоль трубопровода пропорционально снижению давления; процесс расширения паровой фазы в двухфазной смеси – изэнтропийный; двухфазная смесь находится в состоянии термодинамического равновесия, а ее скорость в выходном сечении равна критической, т.е. местной скорости звука.

Расчетное выражение для массовой интенсивности выброса двухфазного потока (на единицу площади живого сечения, $\text{кг}\cdot\text{м}^{-2}\cdot\text{с}^{-1}$) предполагает при этом нахождение максимума функции $G(P_{\text{вых}})$ при изменениях $P_{\text{вых}}$:

$$G = \sqrt{\frac{P_0 - P_{\text{вых}}}{\vartheta(P_{\text{вых}}) \left[1 + \frac{L}{d_0} \frac{\bar{\lambda}_{\text{тр}}}{2} \right] + \frac{\vartheta_{\text{ж}_0}}{\mu_d} \left(1 - \frac{1}{2\mu_d} \right)}}; \quad (1.4)$$

$$\vartheta(P_{\text{вых}}) = \alpha_{\text{вых}} \vartheta_{\text{п}}^s(P_{\text{вых}}) \frac{T_{\text{вых}}}{T^s(P_{\text{вых}})} + (1 - \alpha_{\text{вых}}) \vartheta_{\text{ж}_0};$$

$$\alpha_{\text{вых}} = \frac{T_{\text{вых}}}{\sigma_{\text{ж}}} \left[S_{\text{ж}}^s(P_0) - S_{\text{ж}}^s(P_{\text{вых}}) + C_{p_{\text{ж}}} \ln \left[\frac{T^s(P_{\text{вых}}) T_0}{T^s(P_0) T_{\text{вых}}} \right] \right];$$

$$T_{\text{вых}} = T_0 - n[T_0 - T^s(P_0)],$$

где P_0 , $P_{\text{вых}}$ – соответственно статическое давление в резервуаре (на уровне разрыва трубопровода) и критическое давление в выходном сечении (максимально возможное противодействие, которое не уменьшает расход); μ_d – коэффициент расхода (сжатие потока жидкости) на входе

в трубопровод; $\gamma = \frac{L}{\vartheta_{\text{вых}}} \int \vartheta dx$; n – параметр фазового состояния жидкости ($n = 1$ – насыщенный

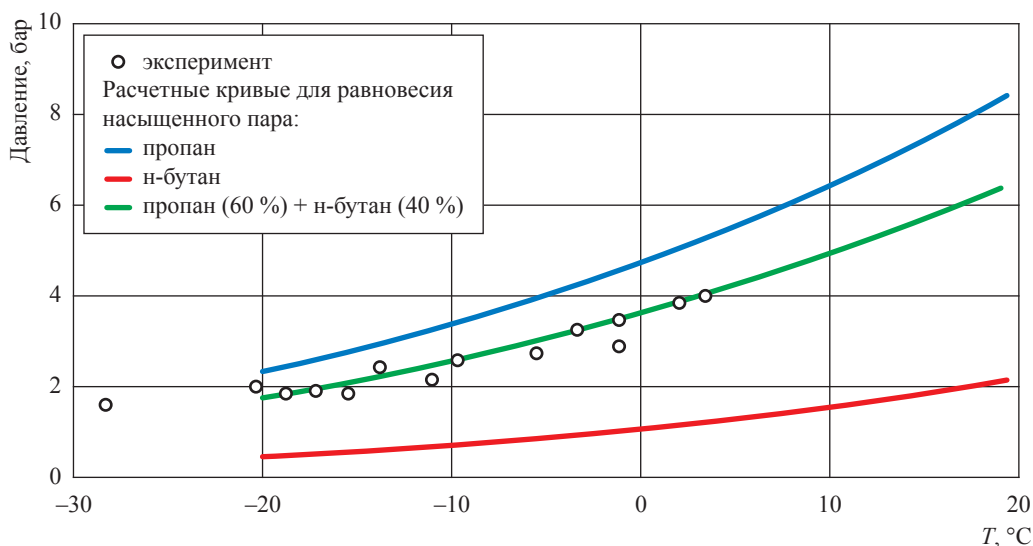


Рис. 1.5. Связь температуры и давления сжиженного газа при его истечении из трубопровода под давлением насыщенного пара

пар, $n = 0$ – насыщенная жидкость); $\sigma_{ж}$ – теплота испарения жидкости; $C_{P_{ж}}$ – изобарная теплоемкость жидкости; $S_{ж}^s(P_0)$, $S_{ж}^s(P_{вых})$ – энтропия насыщенной жидкости при давлениях на входе в трубопровод и в выходном сечении соответственно; $T^s(P_0)$ и $T^s(P_{вых})$ – температура насыщения жидкости на входе в трубопровод и в выходном сечении соответственно; T_0 – температура жидкости в резервуаре; $\vartheta_{ж_0}$ – удельный объем («переохлажденной») жидкости в резервуаре (на входе в трубопровод); $\vartheta_{п}^s(P_{вых})$ – удельный объем насыщенного пара в выходном сечении трубопровода.

Сравнение экспериментальных и расчетных значений массового расхода G , кг/с, при истечении сжиженного аммиака из сосуда под давлением для различных длин трубопровода [23] свидетельствует о физической обоснованности модели (таблица).

На основе совокупности описанных моделей была разработана [21] числовая программа проведения соответствующих расчетов, включающая в себя подпрограмму расчета фазовых равновесий и термодинамических свойств транспортируемого продукта в форме модифицированного уравнения Редлиха – Квонга. Для оценки адекватности модели результаты расчетов сравнивались (рис. 1.6) с данными промышленного эксперимента, выполненного компаниями «Бритиш Петролеум» и «Шелл» на полигоне о. Кент (Англия) [19, 20]. В итоге засвидетельствовано удовлетворительное согласование результатов (максимальная погрешность расчета изменения массы жидкости в трубопроводе в начале процесса составила 15 %, погрешность расчета времени опорожнения минимальна).

С использованием разработанных моделей было исследовано влияние различных факторов на интенсивность истечения и возможные интегральные объемы выбросов ШФЛУ в атмосферу при авариях на магистральных

**Сравнение экспериментальных
и расчетных значений G , кг/с,
при истечении сжиженного аммиака
из сосуда под давлением**

Номер опыта	Расчет	Эксперимент
S6	2,28	2,40
L9	2,34	2,38
L10	2,21	2,26
L11	2,18	2,13

трубопроводах. При проведении расчетов предполагалось, что реакция оператора на НС адекватна возникшей ситуации и им своевременно принимаются необходимые меры по аварийной остановке перекачки и перекрытию аварийного участка. Время адекватной реакции (τ_*) при этом включало в себя время гидравлического «отклика» системы τ_0 (см. рис. 1.3) плюс время остановки перекачки и закрытия задвижек (Δt). В расчетах значения Δt принимались в двух вариантах:

- $\Delta t = 1$ мин как «чистое» время закрытия задвижек;
- $\Delta t = 5$ мин как время «принятия решения» и закрытия задвижек (по американским стандартам для объектов нефтегазового профиля $\Delta t = 5$ мин).

Перекачиваемая по магистральным трубопроводам ШФЛУ является, как уже отмечалось, термодинамически нестабильной жидкостью, в составе которой присутствует определенная доля углеводородных фракций, кипящих и испаряющихся полностью при атмосферном давлении и температуре более 273 К. При этом фазовые превращения ШФЛУ происходят за счет действия двух механизмов:

- 1) изоэнтальпийного расширения при падении давления в трубопроводе от $P_{раб}$ до P_a ;
- 2) внешнего теплопритока к охлажденной при «дресселировании» жидкости.

Для расчета термодинамических и теплофизических свойств ШФЛУ, а также фазовых

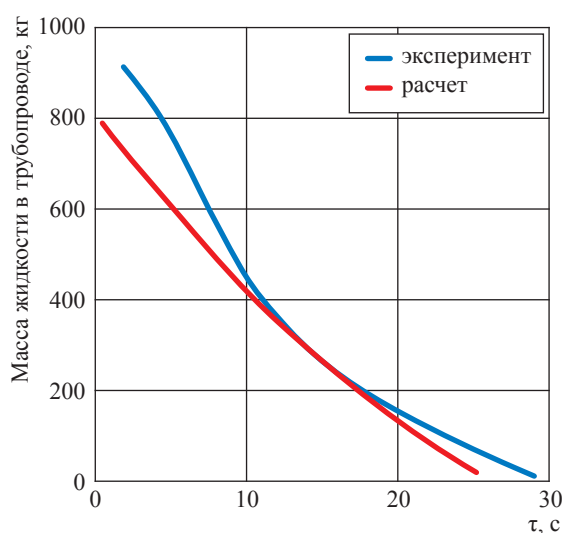


Рис. 1.6. Изменение массы сжиженного пропана в перекрытом с одного конца участке трубопровода ($d_0 = 0,15$ м, $L = 100$ м) при его аварийном опорожнении

равновесий смесей углеводородов был использован разработанный во ВНИИГАЗе программный комплекс «Холод» (Ю.Г. Мутовин), основанный на одной из модификаций уравнения состояния Редлиха – Квонга. Расчет показал, что для заданного исходно компонентного состава ШФЛУ (% мол.: этан – 0,0251; н-бутан – 0,2341; гексан – 0,0322; пропан – 0,4953; изопентан – 0,0368; изобутан – 0,0870; н-пентан – 0,0895) доля первичного испарения при сбросе давления с $P_{\text{раб}} \leq 65$ бар до атмосферного P_a составила 25 % исходного объема с понижением температуры частично разгазированной жидкости до 243 К (–30 °С).

В результате специально проведенной серии расчетов установлено, что доля испарения ШФЛУ с характерными вариациями компонентного состава и связанное с этим понижение температуры смеси относительно исходной ($\bar{T}_{\text{тр}}$ на глубине укладки трубопровода) слабо зависят от значения $P_{\text{раб}}$ и для дальнейшего моделирования вариантов генерации паров (за счет кипения ШФЛУ на поверхности грунта) могут быть приняты (осредненными) постоянными, а именно:

- доля первичного испарения – 20...25 %;
- температура частично разгазированной ШФЛУ – минус (30...25) °С.

Зарубежные данные наблюдений за развитием крупных аварий на жидкостных трубопроводах свидетельствуют о том, что истекающая под высоким давлением жидкость за короткий промежуток времени размывает грунт засыпки в траншее и далее растекается по поверхности. (Следует, однако, иметь в виду, что речь идет при этом о наблюдениях за крупными разрывами нефтепроводов в летний период года. Вопрос о времени размыва грунта при образовании, например, относительно мелких трещин размером 0,1...0,3 калибра и в зимний период года при истечении жидкости в промерзший грунт остается открытым.)

При этом за счет нестационарного кондуктивного теплопритока от грунта (а также в значительно меньшей степени радиационно-конвективного теплопритока от атмосферы) к охлажденной ШФЛУ будет происходить дальнейшее испарение жидкости. Расчет удельного теплопритока к ШФЛУ от единицы поверхности грунта основывался на решении системы дифференциальных уравнений теплопроводности для грунта в мерзлом ($i = 1$) и талом ($i = 2$) состояниях:

$$c_i \rho_i \frac{\partial T_i}{\partial \tau} = \lambda_i \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} \quad (1.5)$$

с граничными условиями:

- на границе раздела мерзлого и талого грунта

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial z} \right)_{\xi} - \lambda_2 \left(\frac{\partial T_2}{\partial z} \right)_{\xi} = \exists \frac{d\xi}{dt}; \quad (1.6)$$

- на поверхности грунта

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial z} \right)_0 = \alpha_{\text{ж}} \Omega(\tau) [T_1(0, \tau) - T_{\text{нас.п}}] \quad (1.7)$$

с начальными условиями

$$T(z, 0) = T_0,$$

$$T_1(\xi, \tau) = T_2(\xi, \tau) = T_V,$$

$$\left(\frac{\partial T_1}{\partial z} \right)_{z \rightarrow \infty} \rightarrow T_0, \quad (1.8)$$

где λ, c – соответственно коэффициенты теплопроводности и теплоемкости грунта; ρ – плотность грунта; $\alpha_{\text{ж}}$ – коэффициент теплоотдачи между грунтом и ШФЛУ; $T_{\text{нас.п}}, T_V, T_0$ – соответственно температуры насыщения (кипения) жидкости при атмосферном давлении, фазового перехода влаги в грунте и грунта в ненарушенном тепловом состоянии; Ω – площадь поверхности теплообмена с грунтом; \exists – количество тепла, отбираемое от единицы объема грунта при его замерзании; $\xi(\tau)$ – границы фронта промерзания грунта.

Согласно предварительным оценкам радиационно-конвективный теплоприток к зеркалу жидкости ШФЛУ от атмосферы при этом не учитывался.

Ввиду большого числа неопределенностей регионального топографического характера сопряжение материального и теплового балансов процесса растекания по поверхности и кипения ШФЛУ за счет теплопритока от грунта проводилось в предположении, что авария на трубопроводе происходит на участке в пределах природной котловины с близкой к сферической геометрией [18]. Тогда связь текущего объема жидкости и поверхностей теплообмена с грунтом и атмосферой определялась соотношениями

$$\begin{cases} \rho_{\text{ШФЛУ}} \frac{dV}{dt} = (1 - \nu) G(\tau) - \lambda_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial z} \right)_0 \frac{\Omega(\tau)}{\sigma_{\text{ж}}}; \\ V = \frac{\pi}{6} h (3R_{\text{з.ж}}^2 + h^2); \Omega = 2\pi R_{\text{к}} h, \end{cases} \quad (1.9)$$

где $\nu = 0,25$ – коэффициент изоэнтальпийного расширения ШФЛУ (см. выше); $G(\tau), V(\tau)$ – интенсивность аварийного истечения ШФЛУ

из трубопровода и текущий объем ШФЛУ на поверхности грунта соответственно; $\sigma_{ж}$ – теплота испарения насыщенной жидкости; $R_{з.ж}$ – радиус зеркала жидкости; h – глубина заполнения жидкостью котловины радиусом $R_{к.}$

Рассмотренные выше гидродинамические и тепло-массообменные процессы могут быть проиллюстрированы дополнительно

следующим образом. До момента отключения насоса (в течение периода напорного истечения) в термодинамических координатах «температура – энтропия» текущее фазовое состояние жидкости в некотором сечении трубы (непосредственно перед истечением в атмосферу) будет определяться совокупностью точек на кривой 1–2 (рис. 1.7) между изотермой

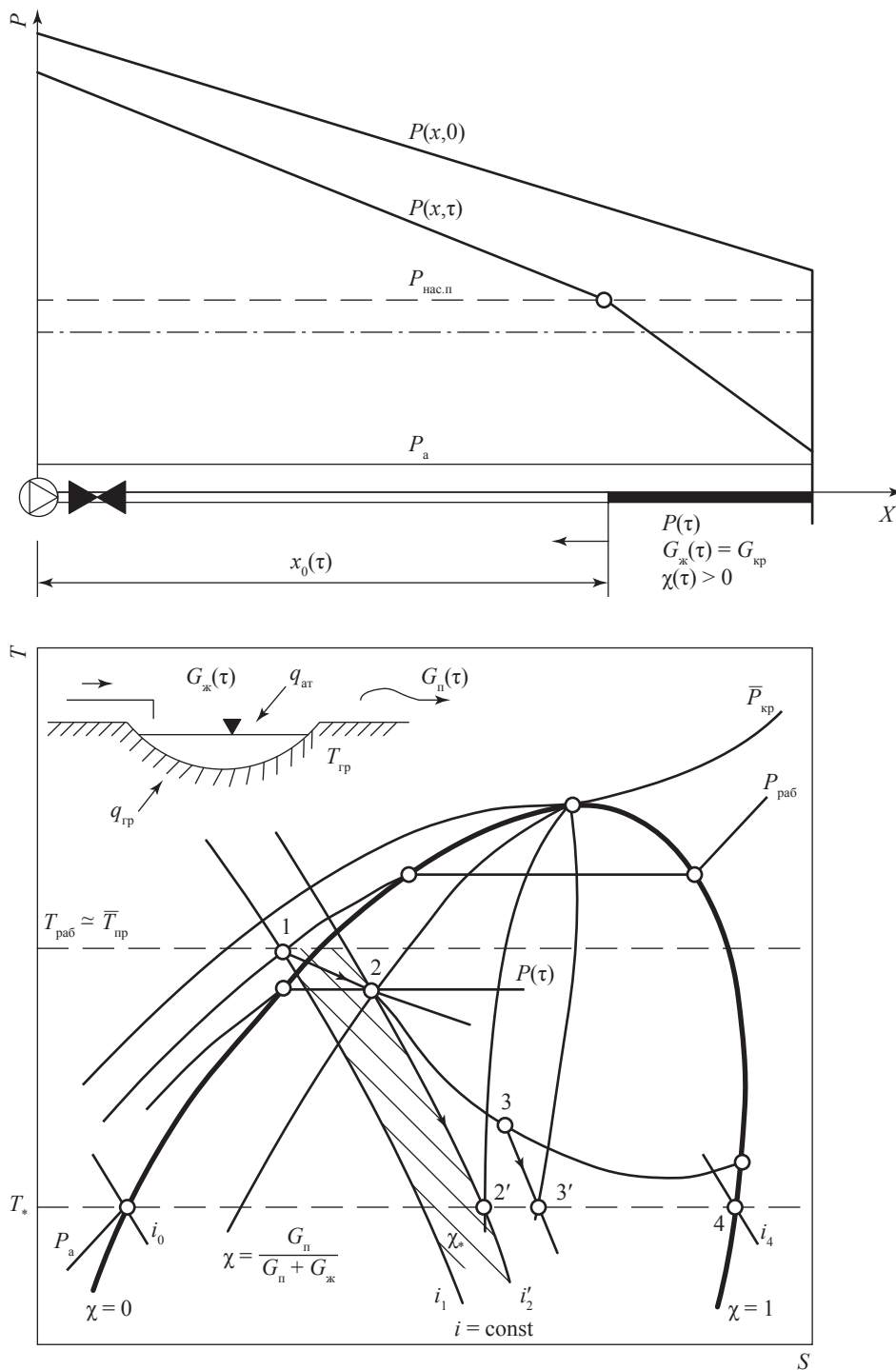


Рис. 1.7. Характер фазовых повреждений однокомпонентной термодинамически нестабильной жидкости при разгерметизации трубопровода

и изохэнтальной. Дальнейшее непосредственное истечение двухфазного элемента жидкости с паросодержанием χ в атмосферу может рассматриваться как изохэнтальный процесс (прямое «дресселирование» с текущего давления $P(\tau)$ до атмосферного P_a) по линии 2–2'. В результате «дресселирования» паросодержание «выброшенного» элемента жидкости увеличивается до значения χ_* , а температура жидкости снижается до значения T_* . Таким образом на единицу массового расхода двухфазного потока $G_{ж}$ будет приходиться масса относительно холодного (переохлажденного) пара в количестве $G_n(\tau) = G_{ж}(\tau)\chi_*(\tau)$. Данная составляющая поступления паров жидкости в атмосферу («прямой источник») по временному масштабу и количеству пропорциональна интенсивности истечения жидкости и давлению в трубопроводе. Разлившаяся в окружающее пространство переохлажденная жидкость продолжает испаряться под действием внешнего теплопритока: теплопроводностью от подстилающей поверхности (грунт, вода) – $q_{тр}(\tau)$ или с помощью радиационно-конвективного механизма от атмосферы по поверхности раздела фаз (зеркало разлива) – $q_{ат}$. При этом интенсивность испарения жидкости будет определяться уже топографическими особенностями района, т.е. особенностями формирования теплопередающих поверхностей, разностью температур между жидкостью и окружающей средой, теплофизическими и иными характеристиками грунта (в том числе склонностью к гравитационной фильтрации жидкости), радиационной активностью солнца, скоростью ветра и рядом других факторов, требующих конкретного рассмотрения и анализа.

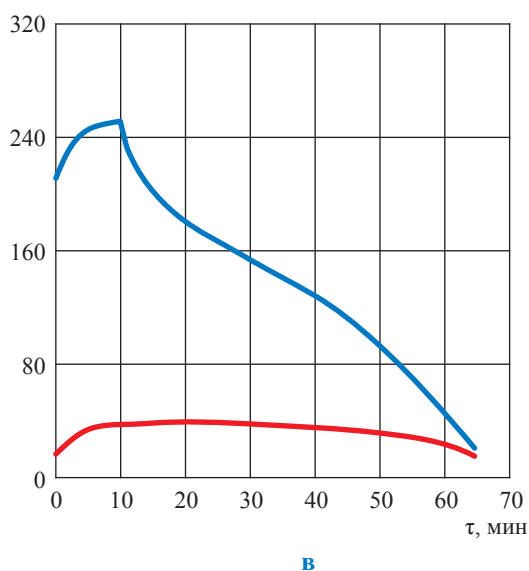
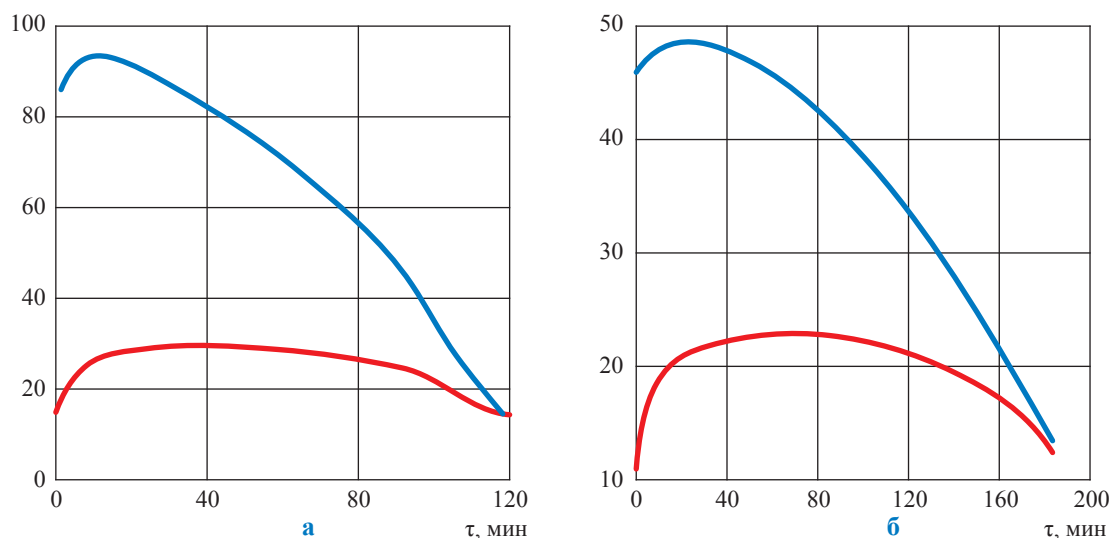
После остановки насоса и перекрытия аварийного участка давление по всей его длине становится равным $P_{нас.п}$ при текущей температуре жидкости на глубине укладки трубопровода. Процесс разгазирования при этом замедляется. Фазовое состояние жидкости на выходе трубопровода будет определяться совокупностью точек на кривой 2–3, а при истечении в атмосферу – соответствовать изохэнтальпе 3–3'. При этом интенсивность истечения жидкости будет во времени падать, а ее паросодержание увеличиваться до полного опорожнения трубы (или испарения остатков жидкости в трубе).

Фазовые превращения для многокомпонентной жидкости, в том числе для ШФЛУ,

имеют свои особенности. В общем случае любые изменения независимых термодинамических параметров (температуры, давления), а также внешний подвод или отбор тепла будут приводить к изменению теплосодержания жидкости и ее теплофизических характеристик. При этом для однокомпонентной жидкости в области фазового перехода (жидкость-пар) все подводимое тепло реализуется только на испарение пропорционально теплоте фазового перехода. Процесс протекает при постоянной температуре, и состав образующихся паров аналогичен составу жидкости. В отличие от однокомпонентной жидкости равновесное состояние смеси (углеводородов) различных жидкостей при соответствующих условиях может поддерживаться за счет дифференцированного изменения фазового состояния определенных компонентов (например, преимущественного или селективного их испарения из смеси), что будет приводить к изменению как термодинамических переменных (P, T), так и в общем случае всех характеристик самой смеси. При этом компонентный состав равновесных паров может существенно отличаться от состава жидкости.

Исходя из изложенного представленная на рис. 1.7 в координатах «температура – энтропия» картина строго справедлива лишь на конкретный момент времени.

Как было отмечено, при прочих равных условиях интегральная интенсивность испарения ШФЛУ зависит не только от мощности аварийного выброса, но и от «адекватности реакции» на аварию оператора (времени «напорного» истечения τ_*), а также общего объема потенциального стока ШФЛУ. Для оценки влияния этих факторов на масштабы и динамику парообразования ШФЛУ была выполнена серия расчетов в рамках конкретных сценариев аварийных процессов, описанных выше. Некоторые расчетные характеристики формирования поверхности разлива и испарения ШФЛУ представлены на рис. 1.8, 1.9. Учитывая, что анализ риска аварий должен проводиться в первую очередь для участков трассы, приближенных к населенным пунктам, в качестве наиболее характерного расстояния между линейными задвижками принято $\Delta l = 5$ км. Однако при этом рассмотрен наиболее неблагоприятный случай, когда разгерметизация трубы происходит условно непосредственно у одной из задвижек,



— интенсивность испарения с поверхности, кг/с
— радиус растекания, м

Рис. 1.8. Влияние характера разрыва трубопровода ($d_0 = 426$ мм; $P_{\text{раб}} \leq 6,4$ МПа; $L = 200$ км; $L^* = 100$ км; $\Delta\ell = 5$ км) и остановки перекачки $\tau_* = \tau_0 + 5$ мин на динамику растекания и испарения ШФЛУ с поверхности грунта (суглинок, лето). G , кг/с, и τ_* , мин, соответственно: 50 и 14,4 (а); 100 и 12,45 (б); 300 и 9,8 (с)

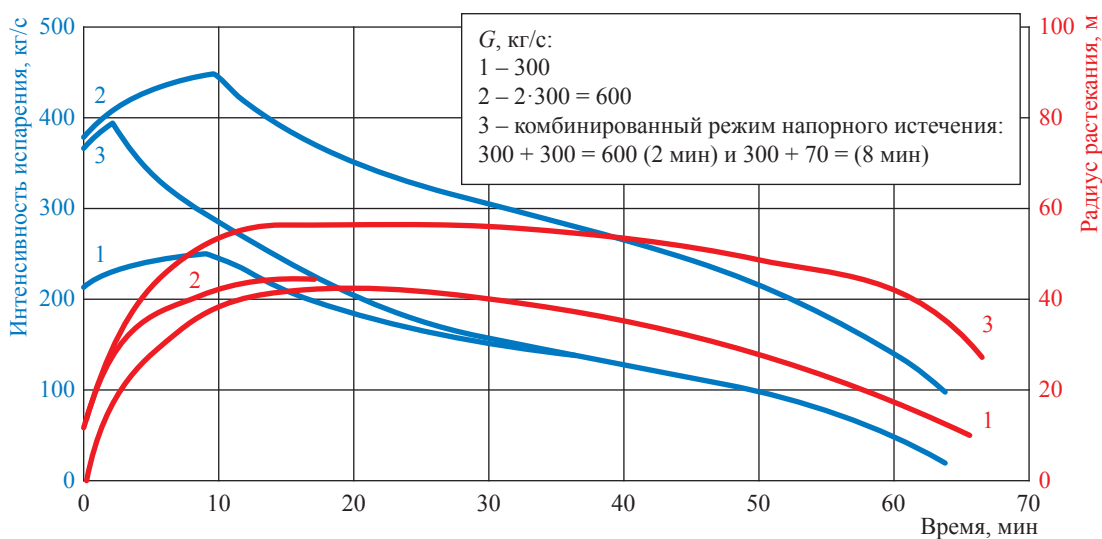


Рис. 1.9. Влияние специфики истечения жидкости из двух концов поврежденного трубопровода ($d_0 = 426$ мм, $P_{\text{раб}} \leq 6,4$ МПа; $L = 200$ км; $L^* = 100$ км; $\Delta\ell = 5$ км, $\tau_* = 9,8$ мин) на динамику растекания и испарения ШФЛУ

т.е. когда объем «стока» является максималь-

но возможным и равен $\frac{\pi d_0^2 \Delta \ell}{4}$. При расчетах

динамики растекания ШФЛУ радиус сферической котловины R_k принят равным 1000 м.

Полученные данные свидетельствуют, что доминирующее влияние на максимальные объемы выброса и соответственно интегральную интенсивность испарения оказывает интенсивность аварийного истечения ШФЛУ из трубопровода. Однако время достижения указанных максимальных значений зависит от совокупности факторов, в том числе от τ , и общего объема потенциального стока.

Обращает на себя внимание выражено неравномерный характер интегральной интенсивности парообразования ШФЛУ, что оказывает прямое влияние на динамику движения и предельные размеры облака паров ШФЛУ.

Поскольку при обосновании характерных сценариев развития аварий на трубопроводах ШФЛУ не исключалась неадекватная реакция оператора на НС вверх по потоку (в случае уфимской трагедии оператор вместо остановки перекачки включил дополнительный насос), весьма важным представлялось проследить гидравлическую реакцию на аварию не только

на НС вверх по потоку, но и на других ближайших к месту аварии НС. Соответствующий анализ, проведенный с использованием описанной выше гидравлической модели, показал, что уже через 10...20 мин после значительного нарушения герметичности на трубопроводе гидравлическое возмущение «захватывает» и другие НС. Причем, что важно отметить, наиболее сильно это сказывается на НС вниз по потоку. В качестве подтверждения этого на рис. 1.10 представлены расчеты изменения давления нагнетания (P_n) на НС вверх по потоку и массового расхода на НС вниз по потоку (G_{bc}) при образовании продольной трещины в теле трубы $d_0 = 426$ мм с интенсивностью истечения ШФЛУ 50 кг/с. Принципиально важным является при этом тот факт, что относительное изменение массового расхода на НС вниз по потоку происходит значительно быстрее, чем изменение давления на НС вверх по потоку. Даже если ориентироваться на применение типовых (далеко не самых совершенных) систем измерения расхода на действующих отечественных нефтепродуктопроводах, можно гарантированно зафиксировать изменение расхода на 5 %. В настоящее время целый ряд западных фирм может обеспечить поставку высоконадежных расходомеров с точностью измерений расхода не хуже 1...2 %. Таким образом, дополнительный контроль баланса расходов на НС позволяет значительно (практически вдвое) сократить время получения необходимой информации об аварии. Весьма важно, что информация для принятия решений может быть получена на различных НС, что значительно ограничивает потенциальное негативное влияние «человеческого фактора».

Результаты представленных исследований влияния различных факторов на характер и мощность «источника парообразования» служили исходной основой для последующих расчетов и анализа специфики рассеивания углеводородных паров в атмосфере, а также прогноза предельных (максимальных) размеров (длины и ширины) облака с точки зрения площади потенциального поражения людей при воспламенении облака от внешних источников.

По результатам исследований могут быть сделаны следующие общие выводы:

1) в рамках возможного спектра характерных нарушений герметичности трубопровода

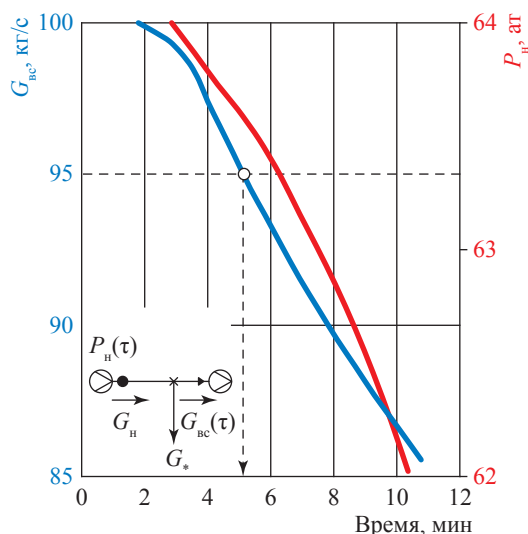


Рис. 1.10. Изменение технологических параметров трубопровода ШФЛУ ($d_0 = 426$ мм, $P_{раб} \leq 6,4$ МПа; $L = 200$ км) при аварийной разгерметизации: $L^* = 100$ км, $G = 50$ кг/с

ШФЛУ наиболее значимыми для анализа являются продольные трещины, ожидаемые размеры которых могут быть на сегодня достаточно четко описаны различного рода статистическими распределениями (в том числе распределением Вейбула). Это обстоятельство позволяет в ходе анализа риска аварий обосновать долевое распределение трещин различного размера, а следовательно, и долевое распределение масштабов аварийных выбросов. В такой постановке выделенный к рассмотрению спектр характерных размеров продольных трещин, по существу, формирует исходный набор сценариев развития аварий;

2) поскольку ШФЛУ является термодинамически нестабильной жидкостью, при «значительном» нарушении герметичности и падении давления происходит ее частичное вскипание в полости трубопровода, что в течение определенного времени существенно ограничивает интенсивность аварийного выброса;

3) в силу высокой сжимаемости перекачиваемой ШФЛУ скорость распространения

в трубопроводе вызванных аварией гидравлических возмущений (волн давления) будет примерно в 1,5 раза ниже, чем, например, на нефтепроводах. Вследствие этого инструментальная фиксация падения давления нагнетания на НС при аварии на протяженном трубопроводе ШФЛУ объективно может составлять 10...20 мин и более, что предопределяет необходимость автоматизированного перекрытия аварийного участка задвижками и прекращения перекачки без влияния «человеческого фактора»;

4) при аварийных выбросах ШФЛУ ее испарение происходит как за счет «одномоментного» изохлальной расширения при сбросе давления с рабочего до атмосферного, так и за счет переменного во времени внешнего теплопритока при растекании ШФЛУ по поверхности грунта. Вследствие этого интенсивность генерации паров носит выраженный переменный характер, что качественно отражается как на динамике, так и на предельных размерах парового облака.

Список литературы

1. Зоненко В.И. Вероятностный анализ продольных разрушений магистральных трубопроводов / В.И. Зоненко, Б.И. Ким // Строительство предприятий нефтяной и газовой промышленности: экспресс-информ. – М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстрой, 1986. – № 12. – С. 12–14. – (Линейное строительство).
2. Ким Б.И. Вероятностно-статистические модели надежности систем трубопроводного транспорта / Б.И. Ким, В.И. Зоненко // Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – 1989. – Вып. 35. – С. 137–142.
3. Сумской С.И. Сравнение результатов моделирования аварийных выбросов опасных веществ с фактами аварий / С.И. Сумской, К.В. Ефремов, М.В. Лисанов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2008. – № 10. – С. 42–50.
4. РД-13.020.00-КТН-148-11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.
5. Жулина С.А. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах / С.А. Жулина, М.В. Лисанов, А.В. Савина // Безопасность труда в промышленности. – 2013. – № 1. – С. 50–55.
6. Шумайлов А.С. Диагностика магистральных трубопроводов / А.С. Шумайлов, А.Г. Гумеров, О.И. Молдаванов. – М.: Недра, 1982. – 251 с.
7. Губайдуллин Д.А. Нестационарное истечение сжиженных углеводородов при разрыве трубопроводов / Д.А. Губайдуллин, А.И. Ивандаев // Теплофизика высоких температур. – 1986. – Т. 24. – № 2. – С. 295–300.
8. Нигматуллин Р.П. Динамика многофазных сред / Р.П. Нигматуллин. – М.: Наука, 1987. – Т. 1. – 464 с.
9. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках / Д. Чисхолм; пер. с англ. Б.Л. Кривошеина. – М.: Недра, 1986. – 205 с.
10. Серов Е.П. Динамика парогенераторов / Е.П. Серов, Б.П. Корольков. – М.: Энергия, 1972. – 416 с.
11. Розенберг Г.Д. Моделирование движения газоконденсатной (газовой) смеси при полном разрыве трубопровода / Г.Д. Розенберг // Основные направления в решении проблемы экологического риска топливно-энергетического комплекса: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 1994. – С. 164–170.

12. Бесчастнов М.В. Оценка опасности перегретых жидкостей в трубопроводных системах большой протяженности / М.В. Бесчастнов // Безопасность труда в промышленности. – 1990. – № 12. – С. 19–24.
13. Сумской С.И. Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов / С.И. Сумской, А.В. Пчельников, Е.Л. Шанина и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2007. – № 2. – С. 48–52.
14. Morrow T.B. A LPG pipeline break flow model / T.B. Morrow, R.L. Bass., J.A. Lock // J. of Energy Resources Technology. – 1983. – Т. 105. – № 9. – С. 379–387.
15. Сафонов В.С. Моделирование и анализ нестационарных гидрогазодинамических процессов при возникновении аварийных разрывов на магистральных газо- и конденсаторпроводах / В.С. Сафонов, В.А. Сулейманов // Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология. – М.: ВНИИГАЗ, 1997. – С. 178–193.
16. Tam V.H.Y. Consequences of pressurized LPG releases: The Isle of Grain full scale experiments / V.H.Y. Tam, L.T. Cowley // Proc. of the GASTECH 88 Conference. – Kuala Lumpur, 1988. – Т. 1. – Сессия 4. – Доклад 3.
17. Сафонов В.С. Обобщение интегрального метода для анализа и расчета процессов охлаждения и промерзания грунтов от многослойных конструкций плоской, цилиндрической и сферической симметрии / В.С. Сафонов // Механика жидкости и газа. – М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1984. – № 186. – С. 84–94.
18. Сафонов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: Минприроды РФ, 1996. – 208 с.
19. Webber D.M. Source terms for two-phase flow in long pipelines following an accidental breach / D.M. Webber, T.K. Fannelop, H.W.M. Witlox. – San Francisco, 1999. – <https://www.dnvgl.dk/publications/source-terms-for-two-phase-flow-in-long-pipelines-following-an-accidental-breach-12632>
20. Reid R.C. The properties of liquids and gases / R.C. Reid, J.M. Prausnitz, B.C. Poling. – 4th ed. – New York: McGraw Hill, 1987.
21. Tam V.H.Y. Simple transient release rate models for releases of pressurized liquid petroleum gas from pipelines / V.H.Y. Tam, R.B. Higgins // J. Haz. Mat. – 1990. – Т. 25. – С. 193–203.
22. Richardson S.M. Isle of Grain pipeline depressurization tests / S.M. Richardson, G. Saville. – London: HSE Books, 1996. – OTH 94 441. – <https://www.hse.gov.uk/Research/othpdf/400-499/oth441.pdf>
23. Nyren K. TOW phase discharge of liquefied gases through pipes. Field experiments with ammonia and theoretical model / K. Nyren, S. Winter // 4th International symposium on loss prevention and safety promotion in the process industries. – England, 1983. – С. E1–E11.

Impact of engineering and environmental-climatic factors to specifics of failures at pipelines transporting natural gas liquids.

Part I. Peculiar hydrodynamic and heat-mass-exchange processes in case of a pipeline breakdown

V.S. Safonov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This paper substantiates a scenario approach to analysis of special features and aftereffects of emergencies, which occurred at the pipelines transporting thermodynamically volatile liquefied hydrocarbon gases including a broad fraction of light hydrocarbons (BFLH). Following statistic data author lists the most common sizes of pipe defects and relevant reasons for their occurrence in course of pipeline operation. By means of numerical simulation he analyzes:

- hydrodynamic (one-phase and double-phase) processes in the extended pipelines in case of their accidental depressurization ;
- phase transformations of the BFLH like a mixture of hydrocarbons due to pressure release and external heat inflow in a break point;
- integral dynamics of vapor phase generation at possible scenarios of pipeline unsealing.

Acquired results are the foundation for substantiation of an evidently variable “source function” for further modelling of an air-vapor cloud spreading in the ground layer of the atmosphere.

Keywords: pipeline transition of thermodynamically volatile liquids, emergency unsealing, hydrodynamic processes, diphase discharging, aboveground spill and boiling of a liquid.

References

1. ZONENKO, V.I., B.I. KIM. Probabilistic analysis of lengthwise damages at trunk pipelines [Veroyatnostnyy analiz prodolnykh razrusheniy magistralnykh truboprovodov]. *Construction of oil and gas industrial enterprises. Series: Lineal construction* [Stroitelstvo predpriyatiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti. Seriya: Lineynoye stroitelstvo]. Moscow: VNIIPKtekhorgneftegazstroy, 1986, no. 12, pp. 12–14. (Russ.).
2. KIM, B.I., V.I. ZONENKO. Statistically distributed reliability models of pipeline transportation systems [Veroyatnostno-statisticheskiye modeli nadezhnosti system truboprovodnogo transporta]. *Trudy MINKh i GP imeni I.M. Gubkina*. 1989, is. 35, pp. 137–142. ISSN 2073-9028 (modern). (Russ.).
3. SUMSKOY, S.I., K.V. YEFREMOV, M.V. LISANOV, et al. Simulated emergency discharges of hazardous substances versus the breakdown facts [Svravneniye rezultatov modelirovaniya avariynykh vybrosov opasnykh veshchestv s faktami avariyy]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2008, no. 10, pp. 42–50. ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. GOSGORTEKHNAZDZOR OF RUSSIA. Directive RD-13.020.00-KTN-148-11. *Guidelines for risk evaluation of failures at trunk oil and oil-product pipelines* [Metodicheskoye rukovostvo po otsenke stepeni riska avariyy na magistralnykh nefteprovodakh i nefteproduktoprovodakh]. (Russ.).
5. ZHULINA, S.A., M.V. LISANOV, A.V. SAVINA. Guidelines for risk evaluation of failures at trunk oil and oil-product pipelines [Metodicheskoye rukovostvo po otsenke stepeni riska avariyy na magistralnykh nefteprovodakh i nefteproduktoprovodakh]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2013, no. 1, pp. 50–55. ISSN 0409-2961. (Russ.).
6. SHUMAYLOV, A.S., A.G. GUMEROV, O.I. MOLDAVANOV. *Diagnostics of trunk pipelines* [Diagnostika magistralnykh truboprovodov]. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
7. GUBAYDULLIN, D.A., A.I. IVANDAYEV. Time-dependent efflux of liquefied hydrocarbons when a pipeline has ruptured [Nestatsionarnoye istecheniye szhizhennykh uglevodorodov pri razryve truboprovoda]. *Teplotfizika Vysokikh Temperatur*. 1986, vol. 24, no. 2, pp. 295–300. ISSN 0040-3644. (Russ.).
8. NIGMATULLIN, R.P. *Dynamics of multiphase media* [Dinamika mnogofaznykh sred]. Moscow: Nauka, 1987, vol. 1. (Russ.).
9. CHISHOLM, D. *Two-phase flow in pipelines and heat exchangers* [Dvykhfaznyye techeniya v truboprovodakh i teploobmennikakh]. Translated from Engl. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
10. SEROV, Ye.P., B.P. KOROLKOV. *Dynamics of steam generators* [Dinamika parogeneratorov]. Moscow: Energiya, 1972. (Russ.).
11. ROZENBERG, G.D. Modelling motion of a gas-condensate (gas) mixture in case of total break of a pipeline [Modelirovaniye dvizheniya gazokondensatnoy (gazovoy) smesi pri polnom razryve truboprovoda]. In: *Principal leads for dealing with environmental risks of energy economy* [Osnovnyye napravleniya v reshenii problem ekologicheskogo riska toplivno-energeticheskogo kompleksa]: collected bk. Moscow: VNIIGAZ, 1994, pp. 164–170. (Russ.).
12. BESCHASTNOV, M.V. Evaluation of hazardousness of overheated liquids in long pipeline systems [Otsenka opasnosti peregretykh zhidkostey v truboprovodnykh sistemakh bolshoy protyazhennosti]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 1990, no. 12, pp. 19–24. ISSN 0409-2961. (Russ.).
13. SUMSKOY, S.I., A.V. PCHELNIKOV, Ye.L. SHANINA, et al. Risk analysis of failures at a trunk pipeline transporting wide spread of light hydrocarbons [Analiz riska avariyy na magistralnom truboprovode, transportiruyushchem shirokuyu fraktsiyu legkikh uglevodorodov]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*. 2007, no. 2, pp. 48–52. ISSN 0409-2961. (Russ.).
14. MORROW, T.B., R.L. BASS, J.A. LOCK. A LPG pipeline break flow model. *J. of Energy Resources Technology*. 1983, vol. 105, no. 9, pp. 379–387. ISSN 1528-8994.
15. SAFONOV, V.S., V.A. SULEYMANOV. Simulation and analysis of transient hydrogasdynamic processes when accidental breaks occur at trunk gas and condensate pipelines [Modelirovaniye i analiz testatsionarnykh gidrogazodinamicheskikh protsessov pri vozniknovenii avariynykh razryvov na magistralnykh gazo- i kondensatoprovodakh]. In: *Offshore and Arctic oil-gas fields and ecology* [Morskiye i arkticheskiye neftegazovyye mestorozhdeniya i ekologiya]: collected bk. Moscow: VNIIGAZ, 1997, pp. 178–193. (Russ.).
16. TAM, V.H.Y., L.T. COWLEY. Consequences of pressurized LPG releases: The Isle of Grain full scale experiments. In: *Proc. of the GASTECH 88 conference*. Kuala Lumpur, 1988, vol. 1, session 4, paper 3.
17. SAFONOV, V.S. Synthesis of an integral method for analysis and calculation of subsoil chilling and freezing processes nearby the multilayer structures of plain, tubular and spherical symmetry [Obobshcheniye integralnogo metoda dlya analiza i rscheta protsessov okhlazhdeniya i promerzaniya gruntov ot mnogosloynnykh konstruktivnykh ploskoy, tsilindricheskoy i sfericheskoy simmetrii]. *Mekhanika zhidkostey i gaza*. Moscow: MINKh i GP imeni I.M. Gubkina, 1984, no. 186, pp. 84–94. (Russ.).
18. SAFONOV, V.S., G.E. ODISHARIYA, A.A. SHVYRYAYEV. *Theory and practice of risk analysis within the gas industry* [Teoriya i praktika analiza riska v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: Minprirody of Russia, 1996. (Russ.).

19. WEBBER, D.M., T.K. FANNELOP, H.W.M. WITLOX. *Source terms for two-phase flow in long pipelines following an accidental breach* [online]. San Francisco, 1999. Available from: <https://www.dnvgl.dk/publications/source-terms-for-two-phase-flow-in-long-pipelines-following-an-accidental-breach-12632>
20. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, B.C. POLING. *The properties of liquids and gases*. 4th ed. New York: McGraw Hill, 1987.
21. TAM, V.H.Y., R.B. HIGGINS. Simple transient release rate models for releases of pressurized liquid petroleum gas from pipelines. *J. Haz. Mat.* 1990, vol. 25, pp. 193–203. ISSN 0304-3894.
22. RICHARDSON, S.M., G. SAVILLE. Isle of Grain pipeline depressurization tests [online]. London: HSE Book, 1996, OTH 94 441. Available from: <https://www.hse.gov.uk/Research/othpdf/400-499/oth441.pdf>
23. NYREN, K., S. WINTER. TOW phase discharge of liquefied gases through pipes. Field experiments with ammonia and theoretical model. In: *4th International symposium on Loss Prevention and Safety Promotion in the Process Industries*. UK, 1983, pp. E1–E11.