

В.П. Назаров, А.Н. Гилетич, Я.В. Коротовских
(Академия Государственной противопожарной службы МЧС России;
e-mail: nazarovvp@bk.ru)

ОЦЕНКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОПАСНОСТИ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ГОРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ПЛЁНКИ НА ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ

Разработаны рекомендации по оценке исходных данных и алгоритму прогнозирования опасности воспламенения и горения тонких плёнок нефти и нефтепродуктов на водной поверхности.

Ключевые слова: углеводородная плёнка, исходные данные.

V.P. Nazarov, A.N. Giletich, Ja.V. Korotovskih **ESTIMATION OF THE SOURCE DATA FOR FORECASTING RISK OF IGNITION AND COMBUSTION OF HYDROCARBON FILMS ON THE SURFACE WATERS**

Recommendations for estimation of the source data and algorithm for forecasting risk of ignition and combustion of thin films of oil and oil products on the surface waters are developed.

Key words: hydrocarbon films, source data.

При ликвидации аварийных проливов нефти и нефтепродуктов на поверхности воды важно знать опасность их воспламенения. Статистика **чрезвычайных ситуаций (ЧС)** и пожаров свидетельствует, что на предприятиях **нефтегазового комплекса (НГК)** риск (вероятность) гибели людей на пожарах и при авариях колеблется в пределах 10^{-5} - 10^{-3} , а при ликвидации аварий на воде и на стадии предремонтной подготовки технологического оборудования плавающих буровых риск ещё выше.

Эти данные статистики существенно превышают значения пожарных рисков, допускаемых в соответствии со статьёй 93 ФЗ-123 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [1] и действующими межгосударственными и национальными стандартами в области пожарной безопасности [2, 3].

Необходимость решения проблем **пожаровзрывобезопасности (ПВБ)** на объектах НГК приобрела значительную актуальность после многочисленных аварий и ЧС на нефтепроводах, нефтепродуктопроводах и газопроводах. В настоящее время в стране находятся в эксплуатации магистральные (длиной около 200 тыс. км) и технологические (около 1,0 млн. км) трубопроводы.

Основное развитие системы магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) происходило в 60-70-е годы. В 2000 г. доля нефтепроводов со сроком эксплуатации более 20 лет составила 73 %, а более 30 лет – 41 %, что свидетельствует о повышенной опасности возникновения аварий, пожаров и ЧС. Около 30 % аварий и ЧС в России связаны с воспламенением разливов (утечек) транспортируемого сырья. Основными причинами аварий, пожаров и ЧС были: подземная коррозия металла (21 %), брак строительно-монтажных

работ (21 %), дефект труб и оборудования (14 %), механические повреждения, в том числе от сторонних организаций (19 %). На магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах частота аварий и ЧС на 1 км трубопровода составляет около $(0,21-0,25) \cdot 10^{-3}$ в год [4].

Вызывает опасение, что без принятия мер превентивного характера на основе прогнозирования аварийные ситуации могут перерасти в катастрофические ЧС, осложнённые взрывами и пожарами. Динамика пожаров на данных объектах характеризуется очень высокими скоростями развития. Вопросы прогнозирования и ликвидации последствий аварий, пожаров предполагают использование значительного объёма первичной информации и наукоёмких технологий их обработки, анализа и выработки управленческих решений.

Вместе с тем накопленный опыт ликвидации аварий на нефтепроводах показал, что снижение и ликвидация их отрицательных социально-экономических последствий могут быть более успешными при правильном планировании и умелой реализации комплекса мероприятий по предотвращению, локализации и ликвидации аварий, пожаров и ЧС с использованием автоматизированных комплексов и современных компьютерных технологий.

Одной из основных проблем создания автоматизированных комплексов для ликвидации последствий аварий на объектах НГК является отсутствие алгоритмов расчёта и программного обеспечения для прогнозирования возможности появления опасных ситуаций. На основании нормативно-правового акта, зарегистрированного в Минюсте России приказа МЧС № 404 введена Методика [6], которая позволяет проводить прогнозирование опасных факторов пожара и аварий.

Однако данная методика не полностью учитывает специфику и особенности ликвидации аварий на производственных объектах, например в части учёта закономерностей воспламенения и горения тонких плёнок нефти (нефтепродуктов).

Для подготовки алгоритма расчёта опасности воспламенения и горения тонких плёнок нефтепродуктов, исходя из эффекта их невоспламеняемости, количественными критериями могут являться критическая невоспламеняемая толщина слоя $\delta_{кр}$ горючих остатков нефти (нефтепродуктов) и время их воспламенения τ .

Из анализа литературных данных и ряда экспериментальных исследований следует, что имеется ряд закономерностей, позволяющих предположить наличие невоспламеняемой толщины остатка нефтепродукта.

Для кратковременных источников зажигания авторами допускается, что время воспламенения τ может быть больше времени действия источника зажигания $\tau_{из}$.

Воспламенение паров жидкости от источника зажигания возможно при условии, что концентрация насыщенных паров φ_s будет больше нижнего концентрационного предела распространения пламени φ_n . Если же $\varphi_s < \varphi_n$, то требуется дополнительная энергия для разогрева нефтепродукта и повышения концентрации насыщенных паров φ_s .

Уравнение теплового баланса имеет следующий вид:

$$dQ = dQ_1 + dQ_2 + dQ_3 + dQ_4, \quad (1)$$

где Q – количество подведённой теплоты к элементарной площадке;
 Q_1 – количество теплоты, аккумулированное в слое нефтепродукта;
 Q_2, Q_3 – количество теплоты, отведённое к нефтепродукту и теплопроводному материалу;
 Q_4 – теплота испарения.

Раскрыв значения составляющих получили уравнение:

$$q_{из} d\tau = \rho dV C_p (T_{вос} - T_0) + 2\pi r \delta \lambda \left(-\frac{dT}{dr} \right) d\tau + \pi r^2 \lambda \left(-\frac{dT}{d\delta} \right) d\tau + \Delta H_m M d\tau \quad (2),$$

где T – температура нефтепродукта;
 $T_{вос}$ – температура воспламенения нефтепродукта;
 T_0 – температура начальная нефтепродукта;
 δ – толщина плёнки;
 r – радиус теплового источника;
 C_p – коэффициент изобарной теплоёмкости нефтепродукта;
 λ – коэффициент теплопроводности;
 τ – время;
 ρ – плотность нефтепродукта;
 M – масса нефтепродукта;
 ΔH_T – теплота испарения нефтепродукта;
 $q_{из}$ – теплота источника зажигания;
 V – объём.

Экспериментальные исследования, выполненные в Академии ГПС МЧС, свидетельствует о том, что воспламенение плёнок наступает при $T \approx T_{вос}$. В рассматриваемом случае авторы приняли, что $\Delta T = T_{вос} - T_0$ незначительно, поэтому при выводе формул допустили постоянство C_p и λ . После преобразований на основе теоретических положений расчёта огнепреградителей, разработанных академиком Д.Б. Зельдовичем и А.С. Соколиком, уравнение (2), при условии допущения равенства $\delta = r$, примет вид:

$$(q_{из} - \Delta H_T M) d\tau = 2\pi r \rho (T_{вос} - T_0) d\delta^3 + 3\pi \delta \lambda (T_{вос} - T_0) d\tau. \quad (3)$$

Решение данного уравнения имеет вид:

$$\tau = \frac{\rho C_p}{\lambda} \left[(\delta - q/b)^2 - (\delta_{кр} - q/b)^2 + (2q/b) \cdot \ln \frac{(\delta_{кр} - q/b)}{\delta - q/b} \right], \quad (4)$$

где $q = q_{из} - \Delta H_T M$;
 $b = 3\pi \lambda (T_{вос} - T_0)$.

Для расчёта по формуле (4) необходимо определить значения $\delta_{кр}$. Уравнение теплового баланса при горении тонкого слоя нефтепродукта, применительно к стационарному процессу, на основании зарубежных литературных источников и исследований авторов предложено в виде:

$$\beta \Delta H_x = \lambda_n / \delta (T_n - T_0) + \rho_n \Delta H_T \frac{d\delta}{d\tau}, \quad (5)$$

где β – доля теплоты, поступающей к слою нефтепродукта;

ΔH_x – теплота сгорания нефтепродукта;

ΔH_T – теплота испарения нефтепродукта;

n – индекс означает принадлежность к нефтепродукту.

При введении в уравнение (5) безразмерных параметров

$$y = \frac{\delta(\tau)}{\delta_0}, \quad \theta = \frac{\tau \Delta H_x}{\Delta H_T \delta_0 \rho_n}, \quad \check{Nu} = \frac{\delta_0 \Delta H_x}{\lambda_n (T_n - T_0)} \quad (6)$$

получено следующее уравнение:

$$\beta \check{Nu} - \frac{1}{y} = \check{Nu} \frac{dy}{d\theta}, \quad (7)$$

которое после интегрирования имеет вид:

$$\theta = (y - 1) / \beta + 1/(\beta^2 \check{Nu}) \cdot \ln |(\beta \check{Nu} - 1)/(\beta \check{Nu} - 1)|, \quad (8)$$

где \check{Nu} – аналог числа Нуссельта.

$\check{Nu} \neq 1/\beta$ – область существования решений для полученного уравнения.

Величина параметра \check{Nu} возрастает с увеличением продолжительности горения слоя нефтепродукта. В свою очередь, время горения возрастает с увеличением начальной толщины слоя нефтепродукта. Горение тонких слоёв нефтепродуктов наблюдалось при $\check{Nu} \geq 43$. По мере уменьшения начальной толщины слоя нефтеостатка δ_0 время выгорания слоя уменьшается. При этом параметр \check{Nu} стремится к критической величине $\check{Nu}_{кр}$, характеризующей срыв горения или вырожденный режим зажигания. С уменьшением толщины слоя для поддержания горения из-за увеличения теплоотвода требуется увеличение доли его подвода к поверхности слоя, что приведёт к снижению температуры во фронте горения, $\beta \rightarrow 1/\check{Nu}_{кр}$ характеризует предельную величину снижения температуры в зоне химической реакции, при которой будет происходить срыв горения.

Таким образом, решение уравнения (8) при $\check{Nu} \approx \check{Nu}_{кр} \rightarrow 1/\beta$ можно записать в виде:

$$\delta_{кр} = \frac{\check{Nu}_{кр} \lambda (T_n - T_0)}{\Delta H_x}. \quad (9)$$

Время возникновения горения при контакте с источником зажигания можно рассчитать по формуле (4).

Указанный подход может быть положен в основу автоматизированного прогнозирования опасности воспламенения и горения плёнки нефти (нефтепродукта) на водной поверхности с целью определения пожарных рисков.

Литература

1. **Федеральный** закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
2. **ГОСТ** 12.1.004–91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
3. **ГОСТ Р** 12.3.047–98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
4. **Катастрофы** и человек: Книга 1. Российский опыт противодействия чрезвычайным ситуациям / Воробьев Ю.Л., Локтионов Н.И., Фалеев М.И. и др. М.: АСТ- ЛТД, 1997.
5. **Назаров В.П.** Проблемы и методы обеспечения взрывобезопасности предприятий нефтегазового комплекса // Вестник Академии Государственной противопожарной службы, № 4. М.: Академия ГПС МЧС России, 2005. 209 с.
6. **Методика** определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах. М.: МЧС России, 2009 (Приказ МЧС №404 от 10. 07.2009) с изменениями 2010 г. (Приказ МЧС № 649 от 14.12.2010).
7. **Пожарная** безопасность технологических процессов. Ч. 2. Анализ пожарной опасности и защиты технологического оборудования: Учебник / Горячев С.А., Молчанов С.В., Назаров В.П. и др. М.: Академия ГПС МЧС России, 2007. 221 с.