

*Р.Н. Шостак, адъюнкт, АПБУ,  
А.Н. Ларин, д-р техн. наук, профессор, АПБУ,  
А.А. Киреев, канд. хим. наук, доцент, АПБУ*

### **К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА РЕЗЕРВУАРАХ**

В статье кратко рассмотрены процессы, происходящие внутри резервуара из-под нефти и нефтепродуктов при проведении огневых работ.

В процессе эксплуатации резервуаров, не зависимо от их конструктивных и эксплуатационных особенностей, возникает необходимость в проведении работ связанных с техническим обслуживанием либо ремонтом. Данные работы призваны восстановить либо повысить эксплуатационные характеристики, которые имеют свойство снижаться в процессе эксплуатации [1], вследствие особенностей хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Одним из этапов проведения этих работ являются огневые ремонтные работы (ОР). Наиболее опасными с точки зрения обеспечения пожаровзрывобезопасности являются сварочные работы.

Повышенная пожарная опасность сварочных работ связана с применением открытых источников зажигания (электрическая дуга либо пламя газовой горелки); контактные виды сварок, а также сварка в среде инертных газов используются реже. Также повышенную пожарную опасность представляет поле высоких температур наведённое в результате проведения огневых работ. Ввиду того, что сталь имеет высокую теплопроводность, в зависимости от длины сварного шва площадь поля повышенной температуры ( $>35^{\circ}\text{C}$ ) может достигать  $1\text{ м}^2$  и более. Более того, время воздействия источника высокой температуры в зависимости от толщины, марки стали, длины сварного шва может достигать нескольких десятков минут [2], т.е. время теплового воздействия может быть достаточным для инициации реакции самовоспламенения паровоздушной среды внутри резервуара (при наличии необходимой концентрации) [3]. Температура, до которой нагреваются отдельные точки околошовной зоны, изменяется от температуры плавления металла до температуры окружающей среды. При этом удельный тепловой поток  $q_T$  убывает с удалением от центра пятна нагрева и может быть найден по формуле [4,5]:

$$q_T = q_m \exp(-kr^2); \quad (1)$$

---

---

где  $q_T$  – удельный тепловой поток в зоне теплового пятна радиусом  $r$ ;  $q_m$  – максимальный тепловой поток;  $k$  – коэффициент сосредоточенности теплового пятна.

Величину максимального теплового потока в центре пятна определяют по формуле:

$$q_m = q_{из}^{эф} \frac{K}{\pi}; \quad (2)$$

где  $q_{из}^{эф}$  – тепловой поток от источника зажигания,  $K$  – коэффициент соответствия (дуговая сварка  $1,1 \cdot 10^4 \text{ м}^{-2}$ , газовая  $(0,2 - 0,4) \cdot 10^4 \text{ м}^{-2}$ ).

Однако данный метод не позволяет представить полную картину поля температур, необходимого для оценки состояния паровоздушной среды внутри резервуара, хотя и даёт общее представление о градиенте температуры.

При подготовке резервуара к проведению ОР согласно [6], необходимо провести предварительное опорожнение, дегазацию и очистку внутренней поверхности резервуара, т.е. снизить концентрацию паров нефти (нефтепродуктов) в газовом пространстве резервуара  $\varphi_p$  до величины меньше значения нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) с учетом коэффициента безопасности, т.е. при этом должно соблюдаться соотношение:

$$\varphi_p \leq \frac{\varphi_H}{K_{б.н}}; \quad (3)$$

Условие (3) является нормативным и содержится в Правилах ПБ и ГОСТе 12.1.044-91. Для оценки ПБВ необходимо знать коэффициент безопасности. Значение  $K_{б.н}$  рекомендуется принимать равным 20 ( 5% от НКПР ) [7, 8]. В нормативно-технических документах содержится требование "полной" или "тщательной" очистки без указания точных количественных характеристик. Такое требование обычно понимают как достижение абсолютной чистоты поверхности. Это требование практически реализовать не удастся вследствие накопления твёрдых отложений, а также остатков нефтепродуктов, обладающих определённой вязкостью, т.е. большими силами адгезии для разрыва которых требуются большие энергетические затраты.

Состав и механизм образования отложений нефти и нефтепродуктов был рассмотрен нами в работе [1]. Хочется лишь подчеркнуть, что, нефтеостатки и отложения несут следы первоначального нефтепродукта и по своему составу очень зависят от сроков и условий хранения.

---

---

Таким образом, из всего вышесказанного следует, что к моменту начала ОР, на внутренней поверхности резервуара остаётся слой нефтепродукта, а также его отложений – технологические отложения (ТОТ). Наибольший слой ТОТ остаётся на днище и нижнем поясе стенки резервуара, т.к. там расположены зоны их отложения. Налипаемость нефти на стенку в процессе опорожнения составляет в среднем  $(7,5 - 47,5) \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>2</sup>, однако в процессе дегазации от трети до половины массы пленки удаляется за счет выветривания легких фракций. Для светлых нефтепродуктов это число меньше, однако, это не означает, что пожаровзрывоопасность ОР на резервуарах из-под таких нефтепродуктов ниже.

Как было указано выше, при проведении ОР образуется область с повышенной (до нескольких сот градусов) температурой – температурное поле (ТП). При воздействии ТП на слой ТОТ происходит испарение сначала лёгких (низкокипящих) фракций, т.е. разложение ТОТ по фракциям. В дальнейшем происходит процесс термо-, а также окислительной деструкции с последующим коксообразованием. При этом выделяющиеся в условиях процесса продукты разложения исходного сырья покидают реакционную зону, а остающиеся, жидкие продукты (более высококипящие) обогащаются асфальтенами (под действием высокой температуры образовавшимся из карбенов и карбоидов) до момента начала коксообразования. При этом углерод выделяется из жидкой фазы, т.е. образуется кокс [9]. Более того, коксообразование начинается независимо от температуры при достижении концентрации асфальтенов в остатке около 20 – 21 мас.% [10, 11]. С точки зрения пожарной опасности образующийся кокс не представляет интереса, т.к. является конечным продуктом термодеструкции, а по своему химическому составу – в основном это углерод.

Индивидуальный углеводородный состав паровоздушной фазы, выделившейся из ТОТ в результате испарения и термодеструкции определить сложно. Так как любой нефтепродукт является смесью большого количества углеводородов, перечень которых зависит от конкретного вида нефти и технологии получения нефтепродукта. Поэтому при определении пожарной опасности паровоздушной среды (КПП, температуры самовоспламенения и т.д.) следует исходить из того, какой нефтепродукт, либо ТОТ после какого нефтепродукта, находились в резервуаре. Таким образом, при моделировании процессов испарения и образования паровоздушной фазы целесообразно рассматривать фракционный состав нефтепродуктов либо ТОТ. Последние в свою очередь отличаются от исходных продуктов лишь наличием в своём составе повышенного содержания высокомолекулярных соединений (карбенов, карбоидов, асфальтенов и т.д.), влаги и механических примесей [1]. Они не влияют на состав парогазовоздушной фазы, однако,

могут сорбировать некоторое количество исходного нефтепродукта, образуя «илистый остаток» [9], из которого при наличии соответствующих температур происходит выделение фаз нефтепродукта либо продуктов деструкции. На рисунке 1 представлен график фракционного состава нефтепродуктов (светлых), где ОХ – доля выделившихся фракций от общего объёма; ОУ – температура выкипания фракций нефтепродуктов.

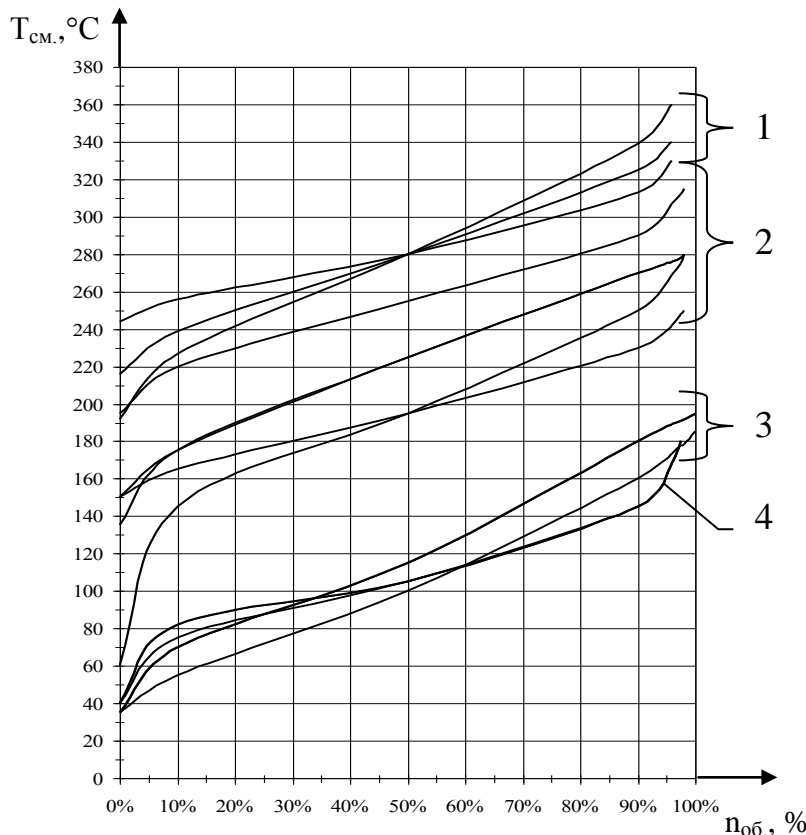
Из выражений для определения НКПРП и ВКПРП [3]:

$$\varphi_{\text{Н}} = \frac{Q_{\text{пр}} \cdot 100}{Q_{\text{Н}}}; \quad (4)$$

где  $\varphi_{\text{Н}}$  – нижний концентрационный предел воспламенения, % объёмн.;  $Q_{\text{пр}}$  – предельная теплота горения  $\approx 1830 \text{ кДж/м}^3$ ;  $Q_{\text{Н}}$  – низшая теплота горения,  $\text{кДж/м}^3$ .

$$\varphi_{\text{Н(В)}} = \frac{100}{a \cdot n + b}; \quad (5)$$

где  $n$  – число молекул кислорода, необходимое для полного окисления молекулы



горючего;  $a, b$  – константы.

Очевидно, что высококипящие фракции (как смесь веществ) с большей  $Q_{\text{Н}}$ , более длинной цепью (необходимо большее количество молекул кислорода для окисления) будут снижать КПВ (как нижний так и верхний).

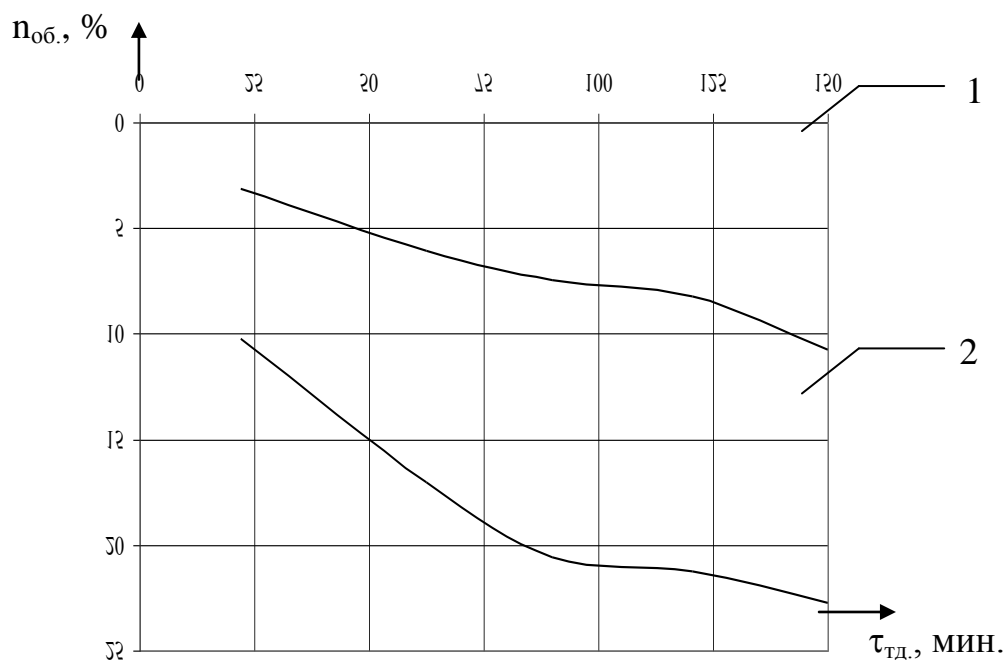
Также в результате термодеструкции происходит процесс разрушения (разрыва) молекул высококипящих

**Рисунок 1 – Фракционный состав нефтепродуктов:**  
 1 – дизельные топлива;  
 2 – реактивные топлива;  
 3 – автомобильные бензины;  
 4 –

углеводородов с последующим образованием более коротких (низкокипящих) молекул. При этом, как правило, разрыв цепи молекулы происходит ближе к её середине, т.е. молекулярная масса уменьшается приблизительно в 2 раза. В результате этого, при проведении ОР, непосредственно в зоне нагрева из оставшихся (неиспарившихся) высококипящих фракций дополнительно образуется некоторое количество легкокипящих (табл.1, рис.2) [9], у которых  $T_{св.}$  ниже, чем у исходной фракции. Это в свою очередь повышает общую концентрацию углеводородных соединений внутри резервуара, что негативно скажется на пожаровзрывоопасности процесса проведения ОР на резервуарах из-под нефти и нефтепродуктов.

**Таблица 1 – Результаты термодеструкции фракций 320 – 450 °С (мазут) при 420°С [9].**

Показатели	Продолжительность воздействия температуры, мин.				
	22	—	90	120,5	150
Выход, мас.%					
газа.....	3,1	6,0	7,4	8,2	10,7
бензина.....	10,2	17,0	20,5	21,2	22,7
фракции >205 °С.....	86,5	76,4	71,6	70,1	65,6
кокса.....	0,098	0,2915	0,2425	0,1975	0,4615
Содержание кокса в остатке, мас.%...	0,102	0,3085	0,2575	0,3025	0,5385



**Рисунок 2 – Зависимость выхода продуктов термодеструкции от времени: 1 – бензиновая фракция; 2 – газ**

---

---

На рис. 2 изображена зависимость выхода различных фракций в зависимости от времени термического воздействия (термодеструкции) на нефтепродукт (фракция мазута), где ОХ – время воздействия; ОУ – объёмная доля выделившихся фракций от общего объёма.

В настоящее время отсутствуют математические модели, позволяющие адекватно описать процессы, происходящие при проведении ОР на резервуаре (модели учитывающие количество и характер выделившихся нефтепродуктов в зависимости от характеристики ТП, а также распределения концентрационного поля). Считаем, что дальнейшим этапом исследований в этой области является построение моделей распределения полей температур, а также поля концентрации внутри резервуара.

## ЛИТЕРАТУРА

1 Р.Н. Шостак, А.Н. Ларин Анализ состава и свойств отложений в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами. Сб. научн. тр. АПБУ. – Вып.9. – Харьков: Фолио, 2001 – 242с.

2 Биковський О.Г., Пінковський І.В. Довідник зварника. – К.:Техніка, 2002. – 336с.

3 Абдурагимов И.М., Андросов А.С., Исаева Л.К., Крылов Е.В. Процессы горения /Уч. пособие. – М.:ВИПТШ, 1984. – 269с.

4 Сагалевиц В.М., Золотарёв Б.Б. Тепловые процессы при сварке /Уч. пособие. – Николаев: НКИ, 1982. – 103с.

5 Шубин Ф.В. Тепловые процессы при сварке. – М.: МЭИ, 1985. – 44с.

6 ГОСТ – 1510.84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортировка и хранение. – М.: Госстандарт, 1984. – 194с.

7 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкция по их ремонту. – М.: Недра, 1988. – 270с.

8 Монахов В.Т. Методы исследования пожарной опасности веществ. – М.: Химия, 1972. – 414с.

9 Магарил Р.З. Образование углерода при термических превращениях индивидуальных углеводородов и нефтепродуктов. – М.: Химия, 1973. – 144с.

10 Игонин П.Г. Исследование процесса образования нефтяного кокса // Химия и технология топлив и масел. – 1957. – №6. – С.63 – 71.

11 Красюков А.Ф., Акимов В.С., Сюняев З.И., Шепшелевич М.И. Труды БашНИИ НП., Вып.3. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 268с.

Статья поступила в редакцию 18.03.2002 г.