

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ РИСКИ ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВЫХ ОТХОДОВ

Д.Н. Мелков, студент, И.И. Романцов, ст. преподаватель

Томский политехнический университет

634050, г. Томск пр. Ленина 30, тел. (3822)-12-34-56

E-mail: vikrjd@tpu.ru.

*Аннотация:* В данной статье рассмотрено практическое применение расчётов загрязнения подземных вод, расчёты риска гибели персонала обслуживающую технологию переработки нефтешламового амбара.

*Abstract:* This article deals with the practical application of calculation of groundwater pollution, the risk of death calculations personnel Serviced technology for processing oil sludge barn.

Технологический процесс переработки нефти сопровождается образованием опасных в обращении отходов – нефтешламов, относящихся к веществам токсичным и взрывопожароопасным и являющихся одним из источников загрязнения поверхностных и подземных вод, почвенного покрова и атмосферного воздуха. В Томской области, нефтяная промышленность занимает одну из ведущих ролей экономического формирования области.

Источниками образования нефтешламов являются: сбросы с буровых установок по добыче нефти, при зачистке резервуаров хранения нефти, в результате аварии загрязнённый грунт, переработанные масла и др.

Согласно Федеральному классификационному каталогу отходов, нефтяные шламы являются отходом III класса опасности [1]. При их воздействии на окружающую среду происходит нарушение экологического равновесия, период восстановления которого составляет не менее 10 лет после снижения вредного влияния существующего источника (СанПиН 2.1.7.1322-03).

Для переработки нефтешлама в Томских полигонах накопления нефтеотходов используют два метода его переработки. Первым методом самым распространённым в России – термический. Данный метод основан на сжигании нефтяного шлама в специальных установках или печах, полностью сжигание и захоронения твердых фракции, применение пиролиза и газификации. Второй метод – метод биологической переработки. В основе лежит биоразложение с применением бактерии биогенных добавок.

Фильтруясь через стенки и дно амбаров, и через почвенный грунт, нефтяные отходы загрязняют почву и подземные водоносные горизонты. Для определения степени воздействия нефтешламовых амбаров, необходимо учитывать вид свойства грунта, наличие рядом речных бассейнов, и рельеф местности.

Для расчёта площади загрязнения подземных вод за основу был взят нефтешламовый амбар «Шламонакопитель Советское» находящаяся в Александровском районе Томской области.

Расход фильтрующихся в водоносный горизонт стоков ( $C > \phi$ ) для постоянных источников загрязнения, каковыми являются амбары в условиях подпора при квазистационарном режиме фильтрации (что и имеет место при длительной эксплуатации прудов) можно определить по формуле [3]:

$$Q_{\phi} = \frac{K_{\phi} H_0 m}{0,366 \lg R/R_k}; \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (1)$$

где  $H_0$  – высота столба жидкости в пруде, 0,8 м;  
 $K_{\phi}$  – коэффициент фильтрации суглинков, 0,5 м/сут [4];  
 $m$  – мощность водовмещающих пород, 5 м; [4]  
 $R$  – расстояние до контура питания, 800 м; [5]  
 $R_k$  – радиус амбара, 45 м.

Подставим значения получим 4,37 м<sup>3</sup>/сут

Максимально возможный объем фильтрующихся стоков, определенный по формуле  $Q = F V$ ,

где  $F$  – Площадь дна амбара = 1350 м<sup>2</sup>;  
 $V$  – Скорость фильтрации, 0,05 м<sup>3</sup>/сут. [6] составит 85 м<sup>3</sup>/сутки;

Очевидно, что объем фильтрата – величина непостоянная во времени, т.к. в различные периоды существования амбаров менялась степень его наполняемости (высота столба жидкости), степень битуминизации дна и стенок амбаров, минерализация фильтрующейся жидкости и т. д.

Площадь загрязнения подземных вод определяется по формуле:

$$F_t = \frac{\pi}{2} (R_t + R_k) + \frac{V_e t}{n} (R_t + R_k); \quad (2)$$

где  $R_t$  – радиус площади загрязнения подземных вод в условиях бассейна, м;  
 $n$  – пористость водовмещающих пород, равен 0,2  
 $V_e$  – естественная скорость движения подземных вод, м/сут;

Для расчета площади загрязнения подземных вод в районе расположения амбара нужно иметь показатель естественной скорости движения подземных вод. Так как натурные исследования не позволили определить этот показатель, расчет средней скорости движения вод аллювиального водоносного горизонта произведем по формуле [6]:

$$V_e = \frac{K_{\phi} I}{n}; \text{ м/сут} \quad (3)$$

где  $K_{\phi}$  – коэффициент фильтрации, равный 5 м/сут; [6]  
 $I$  – уклон, равный 0,005;  
 $n$  – пористость, 0,2 [7].

Расчетная скорость движения вод аллювия составляет около 0,12 м/сут. Для оценки масштабов загрязнения можно использовать формулы для источников загрязнения круговой формы постоянного действия.

Радиус площади загрязнения определится:

$$R_t = R_k + \frac{Q_{\phi} t}{\pi \times m \times n}; \quad (4)$$

$t$  – расчетное время, 10 лет (3650 сут.);  
 $n$  – пористость водовмещающих пород – 0,2.

Подставляя значения параметров в формулы, получим, что  $R_t$ -радиус площади загрязнения в районе исследуемых амбаров составил 108,7 м, а площадь загрязнения  $F_t$  – 0,337 км<sup>2</sup>, тем самым нефтепродукты будут наблюдаться на водных объектах попадающих в данную расчетную площадь.

По данным расчёта, существование нефтешламowego амбара, а так же дальнейшее его захоронение, повлечёт за собой загрязнение миграции нефтепродуктов подземными водами на площадь 0,337 км<sup>2</sup>.

Для переработки нефтешламов используется оборудование, предназначенное для отделения смеси нефтяных фракций от воды и механических примесей, с последующим обезвоживанием, включающее в себя:

- установки сепарационного оборудования в комплекте с заборным устройством для сбора и утилизации поверхностного слоя нефтешламов с буферного пруда, накопленных за период эксплуатации пруда, а также ходовых нефтешламов, образующихся на территории предприятия в результате производственной деятельности;

- приемные резервуары для приема нефтесодержащих шламов, направляемых с буферного пруда и с территории завода, для нагрева и гомогенизации шлама перед подачей его на сепарационный модуль.

Наибольшую опасность представляют резервуары для хранения нефтепродуктов, поскольку они содержат большой объем горючей жидкости и работают в сложном напряженно-деформированном состоянии, что при возникновении аварий приводит к катастрофическим последствиям – пожарам, с большим материальным ущербом и гибелью людей.

Наиболее вероятные сценарии аварий на комплексе по переработке нефтешламов следующие [7]:

Сценарий С1. Разрушение резервуара. Разлитие нефтешлама в обваловании.

Полное разрушение резервуара разлив нефтешлама в обвалование пожар пролива.

Сценарий С2. Порыв трубопровода перекачки нефтешлама с резервуара неконтролируемая утечка нефтепродукта через аварийное отверстие за время, определяемое временем обнаружения и временем устранения утечки аварийно-восстановительной бригадой.

Сценарий С3. Пожар на установке сепарационного оборудования.

При оценке времени растекания нефтепродуктов рассматривается случай квазимгновенного раскрытия резервуара с полным выбросом содержимого в окружающую среду [7], исходя из предположения, что «цилиндрический» слой жидкости, образовавшийся в результате квазимгновенного разрушения резервуара, растекается под действием только гравитационных сил. [8]

Наиболее опасный сценарии является полное разрушение резервуара – разлив нефтепродуктов в обвалование – пожар пролива.

Оценку риска проводили для сценария С1, протекающего по схеме: Для оценки вероятности реализации данной схемы событий использовались отчеты о статистике аварий и чрезвычайных ситуаций для группы нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

Вероятность реализации данной схемы событий, год<sup>-1</sup>, определяли по следующему соотношению [9]:

$$P(C1) = P_{ав} \times P_{мг} \times P_3 \times P_{вп} \quad (5)$$

где  $P_{ав}$  – вероятность аварийного выброса горючего вещества (разгерметизация резервуара), год<sup>-1</sup>;  
 $P_{мг}$  – вероятность мгновенного воспламенения истекающего продукта;  
 $P_3$  – вероятность невыполнения задачи средствами предотвращения пожара;  
 $P_{вп}$  – вероятность воспламенения пролива.

Вероятность  $P_{ав}$  разгерметизации резервуара и выброса горючего вещества в течение года определяли исходя из статистических данных об авариях по формуле [9]:

$$P_{ав} = \frac{N_a}{N_{уст}T} = \frac{118}{30491 \cdot 43} = 9 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1} \quad (6)$$

где  $N_a$  – общее количество аварийных выбросов горючего продукта на установках данного типа;  $N_{уст}$  – число наблюдаемых единиц установок;  $T$  – период наблюдения, лет.

Вероятность мгновенного воспламенения истекающего продукта определяли по формуле [9]:

$$P_{мг} = \frac{N_m}{N_a} = \frac{15}{118} = 0,127 \quad (7)$$

где  $N_m$  – число случаев мгновенного воспламенения истекающего продукта при аварийных выбросах.

Вероятность  $P_{вп}$  воспламенения пролива горючих веществ, образовавшихся в результате аварии с разгерметизацией установки, рассчитывали по формуле [9]:

$$P_{вп} = \frac{N_{вп}}{N_a - N_m - N_{н.в.}} = \frac{23}{118 - 15 - 32} = 0,32 \quad (8)$$

где  $N_{вп}$  – число случаев воспламенения пролива при авариях на установках данного типа;  $N_{н.в.}$  – число аварий, при которых не произошло воспламенения горючих веществ благодаря противопожарным мероприятиям.

Вероятность невыполнения задачи средствами предотвращения пожара определяли по формуле [8]

$$P_3 = \frac{N_{н.в.}}{N_a - N_m} = \frac{32}{118 - 15} = 0,31 \quad (9)$$

Подставляя известные значения величин в формулу (5), получаем  $1,15 \times 10^{-6}$

Вероятность поражения человека тепловым излучением в случае возникновения и развития аварии по сценарию С1 для постоянного места пребывания персонала (на расстоянии 77 м от места аварии) определяли в следующей последовательности [8]:

Вероятность поражения человека тепловым излучением в случае возникновения и развития аварии по сценарию С1 для постоянного места пребывания персонала (на расстоянии 77 м от места аварии) определяли в следующей последовательности [8]:

– рассчитывали величину пробит-функции по формуле:

$$P = -12,8 + 2,56 \times \ln((<0 + x/v)q1 > 33) \quad (10)$$

$$P = -12,8 + 2,56 \cdot \ln((80 + 77/5)3,51 \cdot 33) = 5,93,$$

где  $t_0$  – характерное время обнаружения пожара, с;  $x$  – расстояние от места расположения человека до аварийной зоны, м;  $v$  – скорость движения человека, м/с;

- по величине пробит-функции с помощью таблицы П 4.2. [8] определяли вероятность поражения человека  $P_p = 0,82$ .

Риск гибели человека (профессиональный риск) определяли по формуле [8]:

$$R = P(C1)P_p = 1,15 \times 10^{-6} \times 0,82 = 9,4 \times 10^{-7} \text{ год}^{-1} \quad (11)$$

где  $P_p$  – вероятность поражения человека тепловым излучением при реализации сценария С1;  $P(C1)$  – вероятность реализации сценария С1, год<sup>-1</sup>.

Вероятность поражения тепловым излучением человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива, т. е. зону с интенсивностью теплового излучения более 4 кВт/м<sup>2</sup> для временного места пребывания персонала (на расстоянии 50 м от места аварии) принималась равной 1 [8].

Риск гибели человека (профессиональный риск) для мест временного пребывания персонала определяли по формуле [8]:

$$R = P(C1)P_pP_m = 1,15 \times 10^{-6} - 1 - 0,0016 = 1,8 \times 10^{-9} \text{ год}^{-1} \quad (12)$$

где  $P_t$  – вероятность присутствия персонала на расстоянии 50 м от места аварии, определялась исходя из доли времени нахождения в данной области территории в течение года на основе решений по организации эксплуатации.

Результаты расчётов площади загрязнения необходимо смоделировать на карте Александровского района и рассмотреть вариант попадания продуктов нефтешлама в питьевую воду, тем самым снизить вероятность отравления населения Александровского района Томской области.

Результаты анализа риска аварий на рассматриваемой установке свидетельствуют о том, что граница зоны потенциального риска гибели человека не превышает  $9,4 \times 10^{-7}$  год<sup>1</sup> и не выходит за пределы расположения комплекса по переработке нефтешламов.

Литература.

1. Федеральный классификационный каталог отходов / Утв. приказом МПР РФ от 2 декабря 2002 г. № 786 (с изменениями, внесенными приказом МПР РФ от 30 июля 2003 г. № 663)
2. Синицин И.М. Геологическое строение и гидрологические условия лита № XVIII Отчёт Ермикеевского отряда комплексной гидрогеологической партии по работам 1971-1974 гг. // Отчет БГТУ Уфа 1974 709 с.
3. Электронная база данных фильтрационных параметров грунтов // режим доступа <http://ansdimat.com/ru/parabase.shtml>
4. Трофимов В.Т., Фирсов Н.Г., Кашперюк П.И., Кудряшов ВТ. Грунтовые толщи Западно-Сибирской плиты. - М., Изд-во Моск. ун-та, 1988 г., 128 с.
5. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. - М.: Недра, 1986;
6. Козлитин А. М., Попов А. И., Козлитин П. А. Теоретические основы и практика анализа техногенных рисков. Вероятностные методы количественной оценки опасностей техносферы. – Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2002. 178 с.
7. ГОСТ Р 12.3.047 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Введ. 2000-01-01. – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов. 2003. – 110 с.
8. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404. – 58 с

## ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ В ЖКХ

*К.С. Резниченко, магистрант*

*Российский государственный социальный университет*

*129226, г. Москва, ул. Вильгельма Пика, дом 4, стр.1*

*E-mail: madam.krisko@yandex.ru*

*Аннотация. В статье рассматриваются проблемы повышения эффективности управления стратегией энергосбережения в ЖКХ.*

*Abstract. The article deals with the problem of increasing energy conservation strategy management efficiency in housing.*

Немаловажным аспектом российской экономики в наши дни является проведение структурных реформ в сфере жилищно-коммунального хозяйства, осуществление которых находится на разных стадиях своего завершения. Результативность реформирования данного сектора экономики в наивысшей степени зависит от эффективности расходования электроэнергии. Затраты на нее составляют большую долю в тарифах организаций. Как правило, уровень жизни в стране определяется уровнем тарифов естественных монополий. В связи с этим энергосбережение выступает стратегической целью экономического развития страны как на региональном уровне, так и на федеральном [1; 5].

Поступление достоверной информации об использовании энергоресурсов в управляющую подсистему является наиважнейшим фактором, оказывающим влияние на развитие и совершенствование системы управления энергосбережением в ЖКХ. Следует отметить, что для своевременного принятия управленческих решений следует сократить время на сбор и обработку данных и формирование аналитической информации по энергозатратам в отрасли ЖКХ в режиме реального времени.

Заметим, что в нашей стране существуют три основных вида управления энергосбережением в ЖКХ: применение комплексных и специализированных программных продуктов, осуществление энергоаудиторского обследования и проведение энергоэкономического обследования. Известно, что программные продукты дают возможность автоматизировать оперативный учет энергозатрат, а также составлять разнообразные аналитические отчеты и затем формировать статистическую базу данных. Однако для внедрения требуются значительные затраты, которые дополняются затратами на освоение и консультационное сопровождение с целью адаптации системы к потребностям определенной организации [2-3]. Что касается энергоаудиторского обследования, которое должно проводиться сторонними организациями, то его существенными недостатками являются невозможность постоянного анализа и мониторинга энергозатрат в ЖКХ и высокая стоимость проведения (от 300тыс. руб. до 1млн. руб.).