

5. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

УДК 665.73:669.015.91

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫБОРА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТЕЙ И БЕНЗИНОВ ОТ ИСПАРЕНИЯ

А.А. Коршак

*ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия*

Наличие разнообразных технических средств сокращения потерь бензинов от испарения предполагает процедуру выбора какого-либо из них в каждом конкретном случае. Данному вопросу посвящены работы [1 – 6].

По современным технологическим нормам США [1], выбор средств сокращения потерь жидких углеводородов также производится в зависимости от упругости паров (P_R):

- при $P_R < 100000$ Па используют резервуары обычной конструкции с дыхательными клапанами;
- при $P_R \approx 100000 \dots 760000$ Па – резервуары с плавающей крышей;
- при $P_R > 760000$ Па – системы улавливания легких фракций.

Однако такой подход является упрощенным, так как не учитывает стоимости применяемых технических средств.

В работах [2 – 4] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь изначально использовалась величина суммарной стоимости хранения бензина в одном резервуаре. Однако в этих источниках много внимания уделено резервуарам и системам повышенного давления, которые в настоящее время не нашли применения; недостаточно подробно исследована граница областей использования понтонов и газоуравнительных систем ГУС; не изучена область рационального применения дисков-отражателей. Кроме того, в этих работах не учитывалось фактическое сокращение потерь при применении ГО, ГУС и понтонов.

В работе [5] предлагается осуществлять выбор средств сокращения потерь от испарения по величине достигаемого экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_q = (S_{\delta_0} G_{\delta_0} + S_{\nu_0} G_{\nu_0}) \cdot (\sigma_n + \sigma_t) - (E_n + \zeta_{an} + \zeta_{mp}) K, \quad (1)$$

где S_{δ_0} , S_{ν_0} – достигаемое сокращение потерь соответственно от больших и малых «дыханий»; G_{δ_0} , G_{ν_0} – годовые потери от них; σ_n – цена нефтепро-

дукта; σ_c – удельные капитальные вложения в сопряженные отрасли нефтяной промышленности (в нефтедобыче составляют 35,3 руб./т; в нефтетранспорте – 3,62; в нефтепереработке – 28,1; в транспорте нефтепродуктов – 3,62); E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $\zeta_{ам}$, $\zeta_{мр}$ – доля отчислений соответственно на амортизацию и текущий ремонт; K – капитальные затраты, связанные с оборудованием резервуара средством сокращения потерь.

Для понтонов авторы [5] рекомендуют принимать $S_{60} = 0,8$ и $S_{м0} = 0,7$, что чаще всего не соответствует действительности [6]; для других средств сокращения рекомендации по выбору величин S_{60} и $S_{м0}$ отсутствуют.

Недостатком формулы (1) является то, что она не может быть применена в случае, когда техническое средство сокращения потерь является энергопотребляющим, так как в ней отсутствует стоимость использованной электроэнергии.

В инструкции [7] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь используется величина приведенных расходов (P):

$$P = \Xi + E_n K + E_{ис} \sigma_c G_n, \quad (2)$$

где Ξ – годовые эксплуатационные расходы, включающие: амортизационные отчисления, отчисления на текущий ремонт, затраты на хранение (освещение, вода, канализация и др.), зарплату с начислениями, стоимость теряемых при испарении нефтепродуктов; K – затраты на сооружение резервуара с дополнительным оборудованием (ГУС, понтоны, плавающая крыша); $E_{ис}$ – нормативный коэффициент эффективности сопряженных капитальных вложений; G_n – потери от испарения.

При расчетах авторами [7] были сделаны следующие допущения:

- понтоны сокращают потери от больших и малых «дыханий», а также от обратного выдоха на 70 %;
- плавающие крыши сокращают все виды потерь от испарения на 65 %;
- к газовой обвязке подключен эластичный газосборник, а коэффициент совпадения операций закачки-выкачки принят равным 0,2...0,9.

Результаты расчетов по формуле (2) представлены в виде 72 рисунков, изображающих зависимость удельных приведенных затрат на 1 м³ резервуарной емкости от коэффициента оборачиваемости для каждого из рассматриваемых технических средств, для резервуаров номинальным объемом от 100 до 30000 м³ и для всех климатических зон СССР.

Труд авторов [7] полностью обесценивается тем, что величины S_n , $S_{пк}$ и $S_{гус}$ приняты ими постоянными, независимо от коэффициента оборачиваемости и типоразмера резервуаров, которые существенно влияют на эффективность работы средств сокращения потерь.

Общим недостатком формул (1), (2) является то, что они основаны на устаревших экономических представлениях.

В рыночных условиях в качестве критерия эффективности инвестиционных проектов сокращения потерь бензина от испарения используется величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД), рассчитываемая по формуле [8]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E)^t}, \quad (3)$$

где P_t – стоимостная оценка результатов осуществления проекта в t -м году; Z_t – стоимостная оценка полных затрат на осуществление проекта в t -м году; E – норма (ставка) дисконта; t_c – период службы проекта.

Результатом осуществления проекта в t -м году является сумма стоимости сэкономленного бензина, уменьшения платы за загрязнение окружающей среды, затрат в смежные области промышленности, а также отчислений на амортизацию и текущий ремонт. Следовательно

$$P_t = \sigma_n^* S_t G_{\Pi} + \zeta_{ам} K_{ct}, \quad (4)$$

где σ_n^* – обобщенная цена 1 тонны бензина; $\sigma_n^* = \sigma_n + \sigma_c + \sigma_{oc}$; σ_{oc} – плата за загрязнение окружающей среды, связанное с испарением 1 тонны бензина; S_t – достигаемое сокращение потерь от испарения в t -м году; G_{Π} – годовые потери бензина от испарения до внедрения технического средства их сокращения; $\zeta_{ам}$ – норматив амортизационных отчислений; K_{ct} – суммарные капиталовложения, произведенные в техническое средство сокращения потерь к t -му году.

Для произведения $S \cdot G_{\Pi}$ выполняется очевидное условие:

$$S_t G_{\Pi} = S_{\delta_0} G_{\delta_0} + S_{\delta_1} G_{\delta_1},$$

где $G_{\Pi} = G_{\delta_0} + G_{\delta_1}$.

Полные затраты на осуществление проекта в t -м году складываются из произведенных в нем капитальных вложений K_t , отчислений на текущий ремонт и стоимости потребленной электроэнергии Δl_t , т.е.

$$Z_t = K_t + \Delta l_t + \zeta_{мр} K_{ct}. \quad (5)$$

С учетом (4), (5) формула (3) после деления обеих ее половин на $\sigma_n^* G_{\Pi}$ принимает вид:

$$Ka^* = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{S_t (1 - W_t / \sigma_n^*)}{(1 + E)^t}, \quad (6)$$

где Ka^* – критерий выбора средств сокращения потерь, $Ka^* = ЧДД / (\sigma_n^* G_{\Pi})$; W_t – удельные затраты на сокращение потерь 1 т бензина, произведенного в t -м году.

$$W_t = \frac{1}{G_{\Pi} S_t} [K_t + (-\zeta_{ам} + \zeta_{мп}) K_{ст} + \mathcal{E} \eta_t].$$

Наилучшее техническое средство сокращения потерь должно обеспечивать наибольшую величину ЧДД. Соответственно и величина Ka – критерия для него – должна быть наибольшей.

Величины S_t и W_t вычисляются в зависимости от количества и типа резервуаров, оснащенных рассматриваемым средством сокращения потерь в t -м году. В частном случае, когда техническое средство сокращения потерь внедряется за 1 год, имеем:

- в 0-й год:

$$S_t = K_{ст} = \mathcal{E} \eta_t = 0; K_t = K;$$

- в последующие годы:

$$S_t = S; K_{ст} = K; \mathcal{E} \eta_t = \mathcal{E} \eta; K_t = 0.$$

Соответственно, формула (8) принимает вид:

$$Ka_1^* = 0 - \frac{K}{\sigma_n^* G_{\Pi}} + \sum_{t=1}^{t_c} \frac{S - \frac{1}{\sigma_n^* G_{\Pi}} [(-\zeta_{ам} + \zeta_{мп}) K + \mathcal{E} \eta]}{(1+E)^t},$$

откуда после простых преобразований получаем:

$$Ka_1^* = S \left[\left(1 - \frac{\mathcal{E} \eta_0}{\sigma_n^*} \right) \cdot \sum_{t=1}^{t_c} \frac{1}{(1+E)^t} - \frac{k_{\eta_0}}{\sigma_n^*} \right], \quad (7)$$

где S – сокращение потерь бензина, достигаемое в результате оснащения всех резервуаров рассматриваемым техническим средством; k_{η_0} , $\mathcal{E} \eta_0$ – соответственно удельные капитальные затраты и эксплуатационные расходы на достигаемое в итоге сокращение потерь 1 т бензина:

$$k_{\eta_0} = K / (S G_{\Pi});$$

$$\mathcal{E} \eta_0 = [(-\zeta_{ам} + \zeta_{мп}) K + \mathcal{E} \eta] / (S G_{\Pi});$$

где $\mathcal{E} \eta$ – годовые затраты электроэнергии на эксплуатацию рассматриваемого технического средства сокращения потерь.

Вычисляя в (9) сумму геометрической прогрессии, а также приводя его к одному году, окончательно находим:

$$Ka = \frac{Ka^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \left[\left(1 - \frac{\Delta_{\text{жс}}}{\sigma_n^*} \right) F(E) - \frac{k_{\text{жс}}}{\sigma_n^*} \right], \quad (8)$$

где $F(E)$ – функция, величина которой зависит от нормы дисконта:

$$F(E) = \frac{1}{E} \left[1 - \frac{1}{(1+E)^c} \right].$$

Для выполнения расчетов Ka – критерия по формуле (8) необходимо располагать данными о величинах S , W , σ_n^* и E .

Наиболее просто находятся значения σ_n^* и E . В первом случае достаточно знать оптовую цену бензина σ_n и текущий размер платы за загрязнение окружающей среды. Величина нормы дисконта E определяется [8] уровнем инфляции, ставкой рефинансирования Центробанка, а также рядом других факторов. В настоящее время величина E , как правило, равна 0,1...0,15.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эльтерман, В.М. Охрана воздушной среды на химических и нефтехимических предприятиях / В.М. Эльтерман. – М.: Химия, 1985. – 160 с.
2. Ашкинази, М.И. Об эффективности типовых резервуаров, включенных в газоуравнительную систему / М.И. Ашкинази, Ю.С. Васюта // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1963. – № 2. – С. 21 – 25.
3. Ашкинази, М.И. Сокращение потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов путем выбора экономических систем стальных резервуаров / М.И. Ашкинази // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – № 3. – С. 18 – 22.
4. Ашкинази, М.И. К вопросу модернизации резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов / М.И. Ашкинази, П.П. Шабанов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1969. – № 9. – С. 1 – 4.
5. Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров и транспортных емкостей / И.С. Бронштейн [и др.] // ТНТО ЦНИИТЭНефтехим. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М., 1969. – 105 с.
6. Коршак, А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 144 с.

7. Временная инструкция по выбору различных типов резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов / В.Ф. Новоселов [и др.]. – Уфа: ОЛТТ УНИ, 1979. – 90 с.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: НПКВЦ «Теринвест», 1994. – 87 с.

УДК 622.692.284

ОБ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ

А.А. Коршак, С.Л. Щепин

*ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия*

Актуальная задача сокращения потерь бензинов от испарения (и соответственного уменьшения загрязнения окружающей среды) может быть решена разнообразными способами. Традиционно это делается с помощью дисков-отражателей, газовой обвязки и понтонов. Относительно новым средством сокращения потерь являются эжекторные системы улавливания легких фракций (УЛФ), представляющие собой насосно-эжекторную установку – НЭУ (совокупность насоса, жидкостно-газового эжектора, циркуляционной емкости и технологических трубопроводов), подключенную к газовой обвязке резервуаров.

Для обоснованного выбора средств сокращения потерь бензина от испарения нами предложен критерий вида:

$$Ka = \frac{Ka_i^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \cdot \left[\left(1 - \frac{\sigma_{\text{ж}}}{\sigma_i^*} \right) \cdot F(E) - \frac{k_{\text{ж}}}{\sigma_n^*} \right], \quad (1)$$

где $F(E)$ – функция, величина которой зависит от нормы дисконта

$$F(E) = \frac{1}{E} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+E)^t} \right]. \quad (2)$$

По своему физическому смыслу Ka -критерий представляет собой отношение чистого дисконтированного дохода к ущербу, который нанесли бы потери от испарения за оставшийся срок эксплуатации резервуаров.

Для расчета параметров, входящих в формулы (1), (2), были использованы рекомендации работ [1, 2]. Кроме того, в результате анализа литера-

турных источников и выполненных оценок были приняты следующие допущения:

- 1) капиталовложения в НЭУ (в ценах 1982 г.) составляют 11065 руб.;
- 2) к эжекторной системе УЛФ подключено 8 резервуаров;
- 3) мощность, потребляемая насосом, входящим в НЭУ, в условиях нефтебаз составляет 9,4 кВт, а в условиях магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) – 75 кВт;
- 4) продолжительность работы данного насоса в течение года составляет: на нефтебазах – 5040 ч/год, в условиях МНПП – 6600 ч/год.

Расчеты, выполненные при сделанных допущениях, охватывали резервуары вместимостью от 400 до 10000 м³, расположенные в резервуарных парках нефтебаз и МНПП, при различных нормах дисконта и остаточных сроках службы резервуаров. Часть из полученных результатов представлена на рисунках 1, 2.

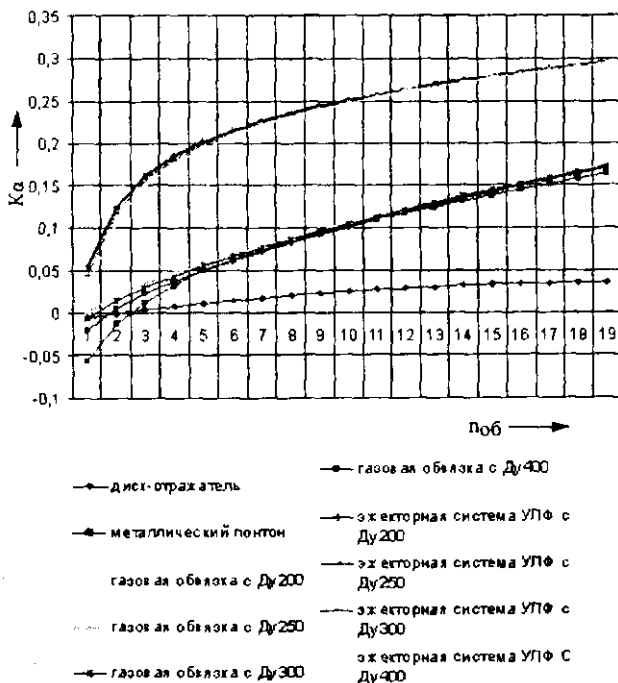


Рис. 1. Зависимость величины Ka -критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 1000 и нормы дисконта ($E = 0,10$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

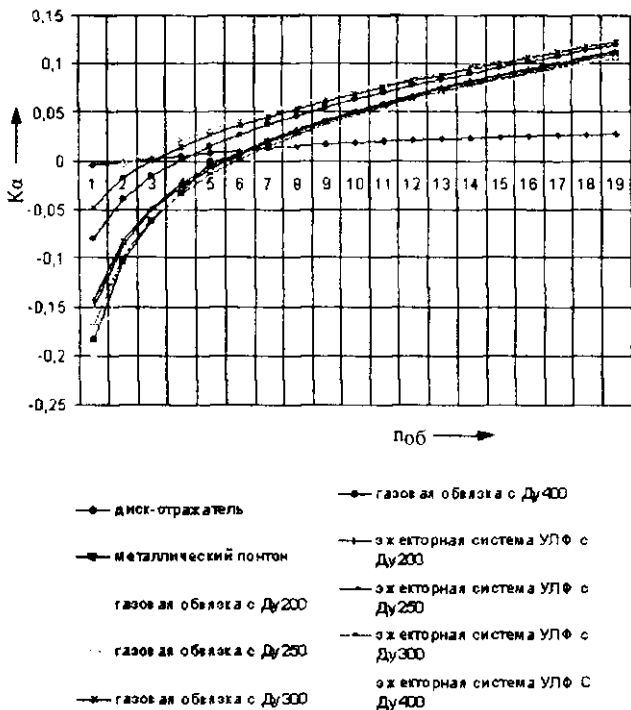


Рис. 2. Зависимость величины Ka -критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 1000 и нормы дисконта ($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

Из рисунков видно, что при увеличении коэффициента оборачиваемости величина Ka -критерия, как правило, также увеличивается (за исключением случая, когда $E = 0,05$): для диск-отражателей – по линейному закону; для остальных средств – по степенной зависимости.

При сроке службы $t_c = 20$ лет и норме дисконта $E = 0,15$ в условиях нефтебаз, как правило, использование эжекторных систем УЛФ более предпочтительно, чем других технических средств сокращения потерь. Диск-отражатели способны конкурировать с ними только в условиях нефтебаз на резервуарах РВС 400 при коэффициентах оборачиваемости 8...12 1/год. При более низких $n_{об}$ применение всех средств сокращения потерь экономически нецелесообразно.

Такой характер изменения области применения дисков-отражателей объясняется следующим. Хотя эффективность дисков-отражателей при низких коэффициентах оборачиваемости очень мала, их стоимость также очень низка. В данной области относительно дорогостоящая эжекторная система УЛФ не может окупить себя сокращением потерь, а диски-отражатели с небольшой стоимостью, даже имея низкую эффективность, все равно дают экономический эффект. Следует, однако, отметить, что величина Ka -критерия для дисков-отражателей в данной области близка к нулю.

В условиях магистральных нефтепродуктопроводов картина сложнее. На резервуарах типа РВС с номинальной вместимостью до 1000 м³ включительно наилучшие технико-экономические показатели имеет газовая обвязка. На резервуарах РВС 2000 и РВС 3000 наиболее предпочтительно применение понтонов. На резервуаре РВС 5000 при коэффициентах оборачиваемости по 24 л/год включительно предпочтительнее использовать понтоны, а при $n_{об} \geq 26$ л/год – эжекторную систему УЛФ (хотя при больших диаметрах ГО она до $n_{об} \geq 28$ л/год может проигрывать понтонам). Наконец, на резервуарах номинальным объемом 10000 м³ и выше вне конкуренции эжекторная система УЛФ.

Уменьшение нормы дисконта до 0,05...0,1 (при $t_c = 20$ лет) и остаточного срока службы резервуаров до 5 или 10 лет (при $E = 0,15$) в условиях нефтебаз ведет к расширению области применения эжекторных систем УЛФ. В условиях резервуарных парков МНПП картина сложнее. Для резервуаров РВС 5000, например, уменьшение нормы дисконта до 0,05 или 0,1 (при $t_c = 20$ лет) приводит к некоторому сокращению области применения эжекторной системы УЛФ, а уменьшение остаточного срока службы до 5 или 10 лет (при $E = 0,15$) – к некоторому расширению.

При небольшой вместимости резервуаров и/или очень низких коэффициентах оборачиваемости применение большинства средств сокращения потерь бензина от испарения экономически нецелесообразно ($Ka < 0$).

Указанные закономерности обусловлены сложным влиянием на величину Ka -критерия сразу нескольких определяющих факторов: S , $K_{ис}$, $\Delta y_{ис}$, t_c и E .

Сделанные выводы в отношении эффективности применения эжекторной системы УЛФ справедливы в случае, если к ней подключено 5 резервуаров с бензином. Если их будет меньше, то расширится область применения понтонов или газовой обвязки. При количестве подключенных резервуаров большем, чем 5 штук, эжекторная система УЛФ может стать вне конкуренции.

Приведенные выводы об области применения различных средств, сокращающих потери бензина из резервуаров, необходимо рассматривать как оценочные, так как, во-первых, они были получены при ряде упро-

шающих допущений, а во-вторых, в настоящее время цены на материалы и оборудование являются договорными. Поэтому по каждому конкретному объекту расчет величин Ka -критерия должен быть уточнен.

ЛИТЕРАТУРА

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И.Тугунов [и др.]. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
2. Коршак, А.А. Об эффективности применения газовых обвязок / А.А. Коршак, С.Л. Щепин // Трубопроводный транспорт-2005: тез. докл. междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа, 2005. – С. 178 – 179.

УДК 551.326.7/8.002.5:621.396.96

ОПЫТ МНОГОЛЕТНЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДПОВЕРХНОСТНОГО РАДИОЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ (GPR) ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГРУНТОВ ПРИ УТЕЧКАХ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Долгий, В.В. Маркуль

ООО «LatRosTrans», Даугавпилс, Латвия

Представлены многолетние (1999...2006 гг.) практические результаты применения технологии подповерхностного радиолокационного зондирования (GPR) для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов. Загрязнения вызваны утечкой нефтепродукта из трубопроводов или резервуарных парков. GPR-технология состоит из процедуры радиолокационного профилирования (РП) и снятия годографов по методике общей глубинной точки (ОГТ).

Данные GPR позволили получить значения толщины слоев грунта и их относительных диэлектрических проницаемостей. Эти значения связывались со степенью загрязнения грунтов, которая заверялась измерениями толщины плавающего слоя нефтепродукта в наблюдаемых скважинах и его концентрацией в пробах грунта, взятых из этих же скважин. Такие процедуры повторялись на протяжении 8 лет с целью определить устойчивую временную корреляцию данных GPR и данных заверяющего метода. Данные GPR позволили также производить мониторинг изменений степени загрязнения нефтепродуктами и обнаружить место утечки нефтепро-

дукта из трубопровода. Данные GPR, полученные в 2006 году на одном из обследуемых мест, показали увеличение степени загрязнения грунта по сравнению с 2005 годом с 2,8 до 49 % для разных наблюдательных скважин. Кроме того, установленные величины электрических параметров были использованы для оценки индекса экологического риска от загрязнения территорий, прилегающих к объектам транспортировки и хранения нефтепродукта.

Введение. В работе представлены многолетние (1999...2006 гг.) практические результаты применения технологии подповерхностного радиолокационного зондирования (GPR) для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов.

Применение методик GPR для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов в практическом плане разработано, на наш взгляд, еще недостаточно. Наиболее интересной из них является методика, представленная в [1]. Но она достаточно сложна, требует больших временных затрат на обработку данных и в большей степени пригодна для решения исследовательских задач. Мы предлагаем более простой перечень операций и уверены, что в ряде случаев он может быть использован как GPR экспресс-метод оценки степени загрязнения слоев грунта с гомогенной структурой. Кроме того, получаемые параметры используются для определения индекса экологического риска от загрязнения территорий, примыкающих к объектам транспортировки и хранения нефтепродукта

Методика и результаты оценки параметров загрязнения грунтов нефтепродуктом. Были исследованы 3 (три) участка, загрязненные нефтепродуктом. Первый участок (рис. 1) находился на расстоянии 150 м от предполагаемого источника загрязнения грунтов. Второй участок – в месте расположения предполагаемого источника загрязнения. Третий участок – это территория, примыкающая к магистральному трубопроводу, из которого произошла утечка. В рассматриваемых случаях технология GPR включает в себя известные процедуры: радиолокационное профилирование (РП) и снятия годографов по методике общей глубинной точки (ОГТ). Обе процедуры выполнялись георадаром Зонд-12С с рабочей частотой 75 МГц.

Процедура РП (рис. 2) была выполнена для обнаружения аномальных подповерхностных зон в гомогенных структурах, а метод ОГТ – для оценки электрофизических параметров (относительная диэлектрическая проницаемость ϵ) загрязненных слоев грунта. При этом в ходе решения обратной (рис. 3, а, б) задачи GPR использовались как оптимизационный метод прямого исследования Нельдера – Мида, так и методика рекурсивного фильтра Калмана [2].

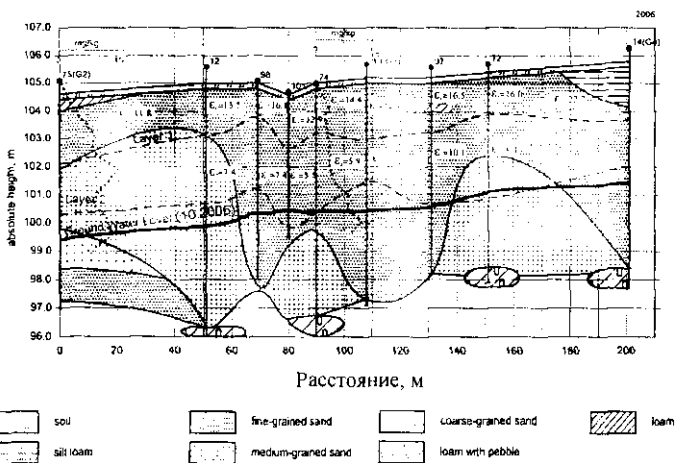


Рис. 1. Вид геологического разреза первого обследованного участка

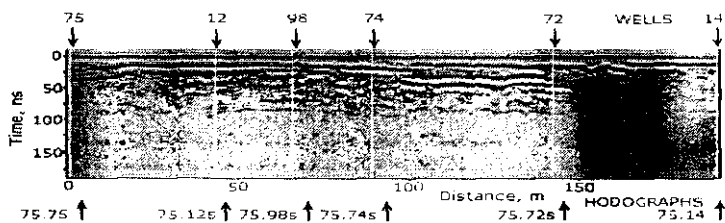


Рис. 2. Радиолокационный профиль на первом обследованном участке

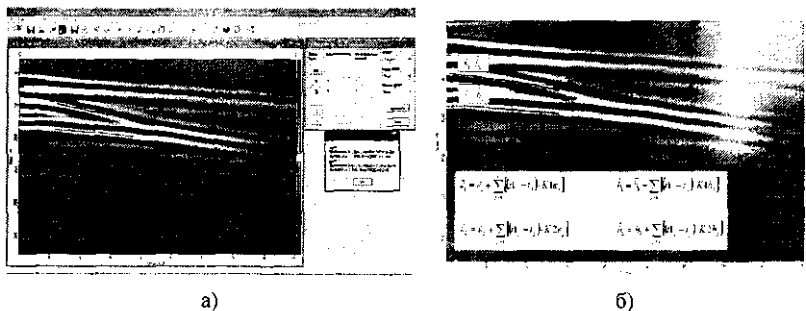


Рис. 3. Примеры определения диэлектрической проницаемости ϵ и толщины h слоев грунта, выполненных (а) оптимизационным методом Нельдера – Мида, и (б) согласно методике рекурсивного фильтра Калмана на первом обследованном участке

На основании полученных данных сопоставлены распределение диэлектрической проницаемости ϵ и толщины L слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах (скважины 14, 72, 97, 13, 74, 101, 98, 12, 75, рис. 4, 5), расположенных вдоль одного из GPR профилей (см. рис. 2) на первом обследуемом участке.

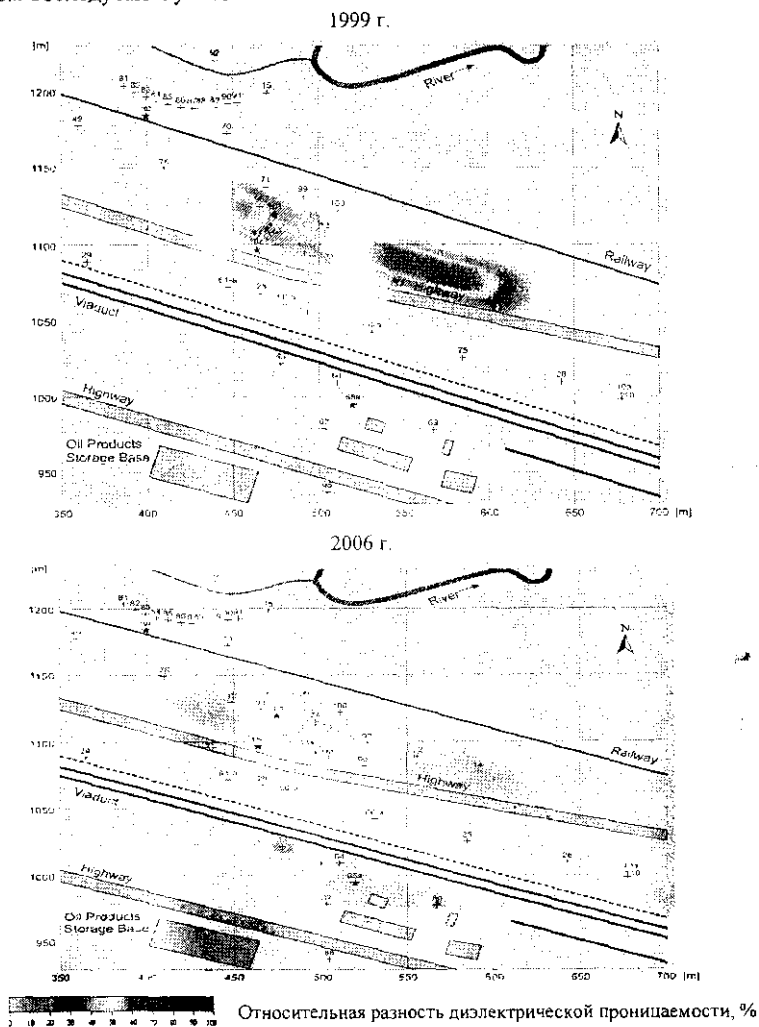


Рис. 4. Карты загрязнения слоев грунта, полученных методом применения GPR на первом и втором обследуемых участках

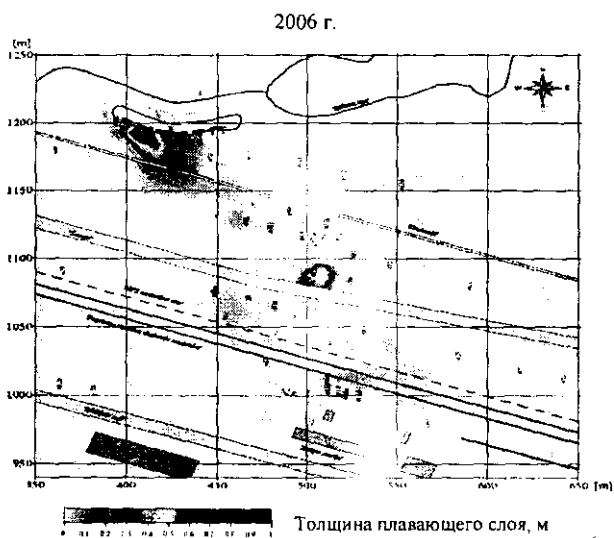
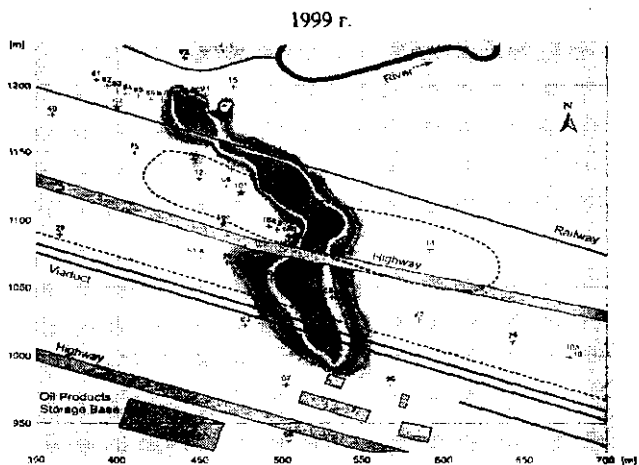


Рис. 5. Карты распределения толщины слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах на первом и втором обследованных участках

В сентябре 2006 года было получено минимальное значение ($\epsilon = 3,9$) диэлектрической проницаемости для скважины 75, где наблюдалась минимальная толщина $L = 0,05$ м слоя плавающего нефтепродукта, а по GPR

профилю здесь отмечена наибольшая степень загрязнения грунта. По сравнению с 2005 годом она увеличилась соответственно по разным скважинам на 2,8...49 %.

Для наглядности данных мы предлагаем следующее. Наносить на план исследуемого участка карту (см. рис. 4) степени загрязнения в виде линий значений отношения $(\epsilon_2 - \epsilon_1)/\epsilon_1$, т.е. разницы диэлектрических проницаемостей нижнего и верхнего слоев $\epsilon_2 - \epsilon_1$ к проницаемости верхнего ϵ_1 [2].

На этот же план участка были нанесены карты (см. рис. 5) распределения толщины плавающего слоя нефтепродукта в наблюдаемых скважинах. Это позволило установить корреляцию во времени (1999...2006 гг.) GPR данных вдоль одного из профилей и толщины слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах, а также зафиксировать чувствительность GPR данных к природоохранным мероприятиям (см. рис. 4, 5). Кроме того, показаны более широкие возможности технологии GPR для оценки степени загрязнения по сравнению со скважинными наблюдениями плавающего слоя нефтепродуктов в упомянутых выше скважинах. Они проявляются особенно в тех случаях, когда в наблюдаемых скважинах отсутствует плавающий слой нефтепродукта, а по результатам GPR оценки степень загрязнения грунта высокая. Это подтверждается и оценкой концентрации нефтепродукта в пробах грунта, взятых из скважины 75. В результате область загрязнения, построенная по GPR данным, более широкая (см. рис. 4), чем соответствующая область, построенная по данным наблюдаемых скважин.

На втором исследуемом участке – в районе скважин 63, 64, 65а, 69а – (см. рис. 4, 5) упомянутые процедуры также подтверждают наличие корреляции значений относительной диэлектрической проницаемости и данных, полученных путем мониторинговых наблюдений скважин осенью 2004, 2005 и 2006 годов.

Полученные GPR данные позволили обнаружить место утечки нефтепродукта из подземного трубопровода на этом участке. В результате этого степень загрязнения грунта уменьшился на 10 % осенью 2005 года по сравнению с 2004-м.

На третьем исследуемом участке – в районе скважин А-27, А-4, А-5, А-6, А-7, А-8, А-31, А-32, А-33, А-34, А-35 (рис. 6) – также подтвердилось наличие корреляции значений относительной диэлектрической проницаемости (рис. 7) и данных, полученных путем мониторинговых наблюдений скважин (рис. 8) осенью 2006 года.

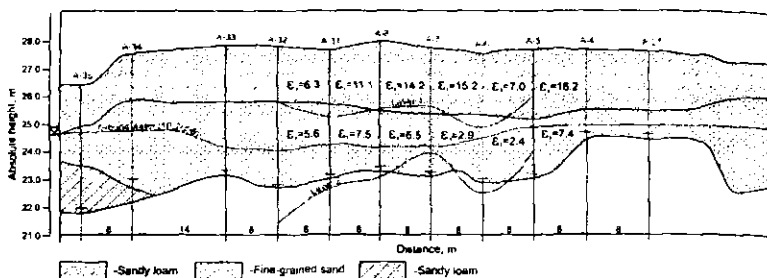
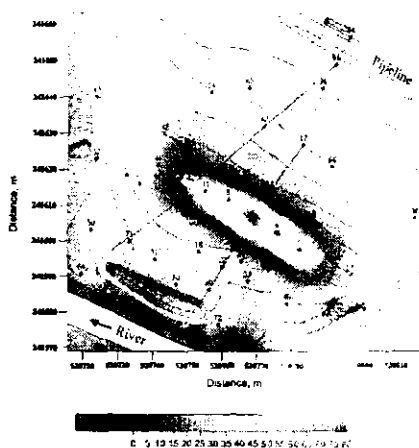


Рис. 6. Вид геологического разреза третьего обследованного участка (2006)



Относительная разность
диэлектрической проницаемости, %

Рис. 7. Карта загрязнения слоев грунта, полученная методом применения GPR на третьем обследованном участке



Толщина плавающего слоя, м

Рис. 8. Карта распределения толщины слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах на третьем обследованном участке

Выводы. Сравнение результатов, полученных из наблюдаемых скважин и зафиксированных методом применения GPR, показывает, что рассматриваемый количественный параметр (в виде значений относительного изменения диэлектрической проницаемости) адекватно отражает степень загрязнения слоев грунта для участков со структурой, похожей на исследуемую. Анализ GPR данных, полученных для различных периодов времени, показывает достаточную для практического применения достоверность и чувствительность значений относительного изменения диэлек-

трической проницаемости к природоохранным мероприятиям. Применение данного параметра позволяет вести наблюдение за изменениями степени загрязнения нефтепродуктами грунта, использовать их для определения индекса экологического риска и планировать соответствующие мероприятия по охране окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Deeds, J. Characterization of an aquitard and direct detection of LNAPL at Hill Air Force Base using GPR AVO and migration velocity analyses / J. Deeds, J. Bradford // The 9th International Conference on Ground Penetrating Radar, Proceedings, 2002. – P. 323 – 329.
2. Dolgiy, A. Optimal Radius Estimation for Subsurface Pipes Detected by Ground Penetrating Radar / A. Dolgiy, And. Dolgiy, V. Zolotarev // 11th International Conference on Ground Penetrating Radar, June 19 – 22, 2006, Columbus Ohio, USA, 2006.
3. Long-Term Application of GPR Technique for Estimation of Ground Contamination Degree / A. Dolgiy [et al.] // 12th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, Expanded Abstract, Session: P021, 2006.

УДК 502.51

ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ В СЛОЖНЫХ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (ОПЫТ АВАРИИ НА МНПП «УНЕЧА – ПОЛОЦК»)

В.К. Липский¹, Д.П. Комаровский¹, Л.М. Спиридёнок¹,
А.И. Сераков², О.В. Киселёв²

¹УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь,

²ЧУП «Запад-Транснефтепродукт, Мозырь, Беларусь

Особенностью аварийных залповых сбросов нефтепродуктов при попадании их в водные объекты является масштабность негативного воздействия на природную среду. Для уменьшения негативных последствий аварийных разливов нефти в трубопроводных организациях разработаны планы ликвидации аварий (ПЛА). План ликвидации аварий представляет собой комплекс мероприятий, направленных на введение в действие существ-

вующей на предприятии трубопроводного транспорта организационно-технической системы по защите объектов окружающей среды при аварийных разливах нефти, минимизации и ликвидации экологических последствий аварии. Такая организационно-техническая система включает в себя спектр организационных мероприятий, апробированных и отработанных технологических приёмов и специального оборудования, обеспечивающих защиту компонентов природной среды при аварийных разливах нефтепродуктов.

Однако, как показала авария, произошедшая в марте 2007 года на нефтепродуктопроводе «Унеча – Полоцк» (362 км) ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», вблизи д. Бышево (Бешенковичский р-н, Витебская обл.), разработанный комплекс организационно-технических мероприятий не всегда обеспечивает высокую эффективность принятых мер при ликвидации последствий аварийного разлива нефтепродукта.

Рассмотрим произошедшую аварию более подробно с позиции ее развития и ликвидации экологических последствий.

При разгерметизации нефтепродуктопровода произошел вылив 224 тонны дизельного топлива. От места разгерметизации разлившийся нефтепродукт перемещался по пашне 250 м и попал в мелиоративный канал (рис. 1).



Рис. 1. Развитие аварии, произошедшей на МНПП «Унеча – Полоцк»

По мелиоративному каналу нефтепродукт переместился 490 м до ручья, который примыкает к мелиоративному каналу и далее по ручью 880 м до впадения ручья в р. Улла.

Река Улла – приток первого порядка р. Зап. Двина. Река Зап. Двина является трансграничным водотоком и пересекает границу Беларуси с Латвией.

По течению р. Улла нефтепродукт распространился на 25 км до впадения р. Улла в Зап. Двину (рис. 2). Далее, по течению р. Зап. Двина, нефтепродукт переместился на 155 км и перешел на территорию Латвии.

По течению р. Улла нефтепродукт распространился на 25 км до впадения р. Улла в Зап. Двину (рис. 2). Далее, по течению р. Зап. Двина, нефтепродукт переместился на 155 км и перешел на территорию Латвии.

Следует отметить, что авария произошла в пик паводка на р. Улла и р. Зап. Двина. Поверхностные скорости течения в р. Улла составили 1,5...1,8 м/с, в р. Зап. Двина доходили до 2 м/с.

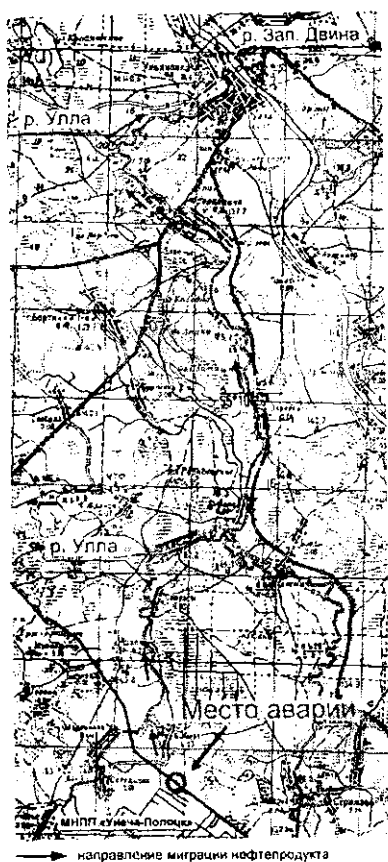


Рис. 2. Распространение нефтепродукта по р. Улла

сложных метеорологических условиях как на этапе локализации слоя нефтепродукта, так и на этапе его сбора.

Локализация слоя нефти на поверхности водотока при больших скоростях течений является сложной задачей, которая не может быть решена путём применения традиционных способов, основанных на использовании существующих конструкций боновых заграждений.

Верхняя граница диапазона скоростей, в котором возможна эффективная работа существующих боновых заграждений, имеет ограничения, обусловленные характером гидродинамических процессов, протекающих

Из 224 тонн вылившегося нефтепродукта в воду попало 75 тонн, на грунт – 149 тонн.

При ликвидации экологических последствий произошедшей аварии особые трудности возникли при удержании и сборе нефтепродукта на р. Улла и р. Зап. Двина. Эти трудности проявились в виде низкой удерживающей способности боновых заграждений и низкой сорбционной способности сорбентов.

На наш взгляд, это вызвано следующими причинами:

- 1) высокими скоростями потока воды;
- 2) минимальной толщиной пленки нефтепродукта;
- 3) низким значением вязкости нефтепродукта;
- 4) присутствием в нефтепродукте высокомолекулярной противотурбулентной присадки.

Опыт проведения послеаварийных работ на рассматриваемой аварии и их результативность, позволяют сделать вывод о том, что необходимо создание новых технических средств, способных обеспечивать эффективность проведения послеаварийных работ в

при взаимодействии бонна с потоком воды и слоем нефтепродуктов на его свободной поверхности. Это со всей очевидностью проявилось в процессе проведения работ по ликвидации последствий рассматриваемой аварии.

В свою очередь, невозможность в условиях высоких скоростей потока обеспечить локализацию разлившихся нефтепродуктов перед боновым заграждением, т.е. их удержание и накопление, не позволяет осуществлять их сбор нефтесборными устройствами.

Крайне неэффективным при ликвидации последствий аварий оказалось также применение всех типов использованных сорбентов. Причину низкой эффективности работы сорбентов должны установить их разработчики, но на первый взгляд можно сделать предположение, что она состоит в том, что разлившийся нефтепродукт в условиях высоких скоростей потока распределялся по свободной поверхности в виде очень тонкой плёнки, толщина которой соответствовала появлению на ней цвета «побежалости». Возможно, в этих условиях физико-химические механизмы взаимодействия нефтепродуктов, воды и материала сорбента не обеспечивали ожидаемую эффективность удержания нефтепродуктов. Возможно также, что негативную роль в обеспечении эффективности работы сорбента сыграло присутствие в нефтепродукте высокомолекулярного вещества, используемого в качестве противотурбулентной присадки.

Таким образом, опыт ликвидации последствий рассматриваемой аварии показал, что необходимо создание новых технических средств локализации и сбора разлившихся нефтепродуктов в сложных метеорологических условиях. К ним в первую очередь относятся паводки, а также наличие на водных объектах ледяного покрова различной толщины и ледоходов.

Если говорить о создании технических средств для ликвидации разливов нефтепродуктов в период паводков (высокие скорости потока), то возникает необходимость в разработке новых моделей удерживающих бонов и нефтесборных снарядов, обеспечивающих эффективную локализацию и сбор разлитых нефтепродуктов при высоких скоростях. Одним из вариантов такого оборудования является создание технического средства, в котором были бы объединены функции локализации и сбора нефтепродуктов.

В общем принцип работы такого снаряда, эффективность которого могла бы обеспечиваться за счёт использования высоких скоростей потока, понятен. Однако созданию промышленного образца такого снаряда должны предшествовать серьезные НИОКР и опытно-промышленные проверки, что потребует привлечения определённых ресурсов и затрат времени.

Аналогичным образом обстоят дела с созданием новых образцов сорбентов, способных работать с тонкими плёнками разлившихся нефте-

продуктов. Созданию таких сорбентов должны предшествовать физико-химические НИР по изучению механизмов взаимодействия тонкой плёнки нефтепродукта, содержащего противотурбулентную присадку с материалом сорбента.

В целом решение задачи по созданию технических средств, направленных на минимизацию и ликвидацию экологических последствий загрязнения водных объектов в условиях паводка (а также в зимних условиях) требует длительных и дорогостоящих научных исследований.

В условиях рисков высоких экологических опасностей, возникающих при аварийных разливах нефтепродуктов в сложных метеорологических условиях и отсутствия специальных технических средств, усиливается роль **превентивных мероприятий** при защите водных объектов в случае угрозы их загрязнения нефтепродуктами.

Если стратегической задачей защиты водных объектов при авариях на нефтепродуктопроводах является повышение их надёжности, которое направлено на снижение аварийности трубопроводов, то тактической задачей проведения работ на послеаварийной стадии при авариях на подземных участках трубопроводов является предотвращение попадания нефтепродуктов в водные объекты путём локализации их на стадии миграции по поверхности земли.

Решение этой задачи возможно только с применением превентивных мер, включающих сооружение вдоль трассы трубопровода стационарных сооружений, которые являются искусственными преградами для свободного перемещение разлившегося нефтепродукта по поверхности земли и тем самым предотвращают попадание загрязнения в водный объект. Стационарные сооружения представляют собой дамбы, обваловки, котлованы, траншеи и т.п.

Применение превентивных мер сопряжено с определенными особенностями, связанными с тем, что магистральные нефтепродуктопроводы (МНПП) представляют собой **линейно-протяженные сооружения**, проходящие по территории различных природных объектов.

Авария на МНПП возможна в любой его точке с различной долей вероятности. Однако сооружение вдоль всей трассы МНПП обваловки, траншеи или других сооружений, относящихся к превентивным мероприятиям, является нецелесообразным по целому ряду факторов. Поэтому выбор участка МНПП, защищаемого каким-либо сооружением, должен определяться величиной ожидаемого экологического ущерба, нанесенного природному объекту, при возможной аварии на данном участке МНПП.

Экологический ущерб, его масштаб и связанная с ним величина экономического ущерба, выраженная в денежной форме, определяется большим количеством разнообразных факторов. Вот некоторые из них:

- 1) вид природного объекта (воды, почва, атмосфера);
- 2) гидрологические характеристики водного объекта;
- 3) категория водного объекта;
- 4) характеристика рельефа;
- 5) характеристика почвенного покрова;
- 6) характеристика флоры и фауны;
- 7) категория охраняемых территорий;
- 8) искусственные сооружения и т.д.

Большинство факторов имеют географическую (территориальную) привязку, т.е. характеризуют определенную географическую территорию природного объекта, по которому проходит участок нефтепродуктопровода. В зависимости от сочетания этих и многих других факторов можно судить о величине экологического ущерба, который может быть нанесен данной территории природного объекта.

Аварии на одном и том же трубопроводе, с одинаковыми техническими характеристиками, с равным объемом вылившегося нефтепродукта, произошедшие в разных точках трассы, могут иметь различные экологические последствия. Эти последствия определяются сочетанием факторов, характеризующих территорию природного объекта, на котором произошла авария.

Следовательно, участки МНПП, которые проходят по территории разных природных объектов (лес, болото, подводный переход через русло реки и т.д.) имеют разную степень опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов. Поэтому, прежде всего, превентивные мероприятия необходимо организовывать на тех участках МНПП, которые имеют высокую степень опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов.

Выявление таких участков происходит в процессе ранжирования МНПП на участки по степени опасности при картографическом обследовании трассы МНПП.

Специалисты кафедры трубопроводного транспорта Полоцкого государственного университета разработали категории участков МНПП по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов (таблица).

Для разработки категорий участков по степени опасности были выделены три природных объекта: водные объекты, земли и болота. Наиболее опасные участки первой категории.

Картографическое обследование трасс проводится с целью ранжирования трассы МНПП на участки по степени опасности согласно таблице. Картографическое обследование трасс МНПП проводится по топографическим картам масштаба 1:10 000.

Границы участка определяются таким образом, что при аварии в любой точке участка пути миграции, траектории, нефтепродукта совпадают или проходят параллельно по одной и той же территории (территориям) местности.

**Категории участков МНПП
по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов**

Категория участка МНПП по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов	Наименование природного объекта	Характерные признаки аварии
1	2	3
Участок МНПП первой категории	Водные объекты	Аварии, сопровождающиеся одним из следующих событий: - разлив нефтепродукта в водный объект (авария на подводном переходе нефтепродуктопровода), находящийся на особо охраняемых природных территориях и/или имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта, с возможным его загрязнением, находящегося на особо охраняемых природных территориях и/или имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта в пределах 500 м от водного объекта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта с возможным его загрязнением
	Земли	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, находящиеся на особо охраняемых природных территориях.
	Болота	Аварии, сопровождающиеся разливом и попаданием нефтепродуктов в болото, гидрологически связанное с водным объектом или находящееся на особо охраняемых природных территориях. Распространение загрязнения может происходить не только по болоту, но и по водному объекту, находящемуся на территории болота или вытекающему из него

1	2	3
Участок МНПТ второй категории	Водные объекты	Аварии, сопровождающиеся одним из следующих событий: - разлив нефтепродукта в водный объект (авария на подводном переходе нефтепродуктопровода), не находящийся на особо охраняемых природных территориях и не имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта на расстоянии более 500 м от водного объекта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта, с возможным его загрязнением, не находящегося на особо охраняемых природных территориях и не имеющего трансграничный перенос воды
	Земли	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, не находящиеся на особо охраняемых природных территориях, и связанные с перемещением загрязнения по поверхности земли
	Болота	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов в болото, (по ландшафтному признаку – лощина, сточная котлована, седловина), с явно выраженным стоком и не находящиеся в заповедной зоне
Участок МНПТ третьей категории	Земли	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, являющиеся естественным локализатором разлившегося продукта и не находящиеся на особо охраняемых природных территориях
	Болота	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов в болото (по ландшафтному признаку – замкнутая котловина), являющиеся естественным локализатором разлившегося продукта и не находящиеся в заповедной зоне

Определение пути миграции нефтепродуктов позволяет выявить, какие природные объекты подвергаются загрязнению и установить категорию участка по степени его опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов согласно представленной таблице.

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПАСНОСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Магистральные нефте- и продуктопроводы (МНП) являются опасными производственными объектами [1]. Основные последствия аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах (АМНП) проявляются в экологической сфере, а наиболее тяжёлые ЭП связаны с загрязнением водных объектов (ВО) [1]. Формы выражения экологических последствий (ЭП) очень многообразны, трудно поддаются изучению и количественному представлению в обобщённом виде, хотя для прогнозирования и планирования деятельности по минимизации ЭП при АМНП необходима именно количественная обобщённая форма их представления.

Для конкретной аварии (реальной или возможной) в качестве обобщённой количественной оценки экологических последствий могут быть использованы стоимостные показатели. Конкретным примером использования стоимостных показателей как модели, отображающей взаимодействие нефтепровода с водными объектами при АМНП [3], является алгоритм Методики подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства (Методика) [3].

$$Y = f(Z(f_1(W))K_{кат}\alpha(f_2(V,W))K_{сн}(f_3(T))), \quad (1)$$

где W – масса нефти, поступившая в ВО, т; V – масса нефти, извлечённая из ВО, т; T – время, за которое извлечена нефть, ч; $Z = f(W)$ – величина убытков от загрязнения водного объекта, млн. руб.; $K_{сн} = f(T)$ – коэффициент снижения величины убытка при принятии мер по ликвидации последствий загрязнений; $\alpha = \frac{V \cdot 100}{W}$ – процент собранной нефти; $K_{кат}$ – коэффициент, учитывающий категорию водного объекта, в который сбрасывается нефть.

Будем отличать максимально возможный убыток $V_{ос}$, который возникает в случае, если после аварийного разлива нефти мероприятия по её извлечению из ВО не проводятся, и фактический убыток $V_{ф}$, если такие мероприятия проводятся.

Зависимость (1) позволяет также рассчитать значение минимально возможного значения убытка Y_{min} , который возникает при максимально эффективном проведении мероприятий по извлечению разлившейся нефти из ВО. Согласно (1) минимально возможный убыток Y_{min} соответствует гипотетическому случаю, когда за период, не превышающей 6 ч, из ВО извлекается вся разлившаяся нефть.

Величина Y_{min} является оценкой необратимости воздействия разлившейся нефти на ВО, а разность $Y_o - Y_{min} = \Delta Y_{max}$ представляет собой максимально возможный диапазон минимизации убытков (т.е. ЭП) от загрязнения ВО при АМНП, который может быть достигнут для определённого количества нефти, попавшей в ВО.

Введём понятие **удельного убытка**, т.е. убытка, приходящегося на тонну нефти, попавшей в ВО:

$$\bar{Y} = \frac{Y_{BO}}{W} \quad (2)$$

На основании (2) вводятся понятия **удельного максимально возможного убытка** $\bar{Y}_o = \frac{Y_o}{W}$, **удельного минимально возможного убытка**

$\bar{Y}_{min} = \frac{Y_{min}}{W}$ и **удельного фактического убытка** $\bar{Y}_\phi = \frac{Y_\phi}{W}$.

Результаты расчётов значений \bar{Y}_o и \bar{Y}_{min} представлены на рисунке 1.

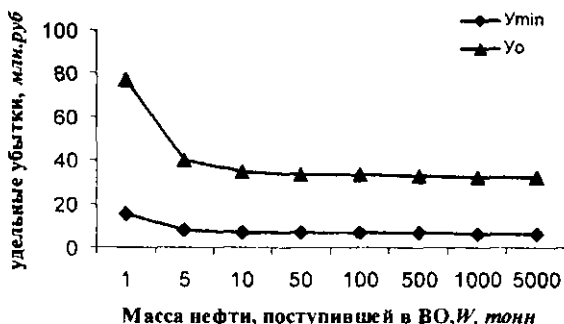


Рис. 1. Зависимость минимально и максимально возможных убытков, выраженных в удельной форме, от массы разлитой нефти

Введём в рассмотрение **коэффициент максимально возможного снижения убытков** μ_{max} как отношение величины удельного максимально

возможного убытка \bar{Y}_0 к величине минимально возможного удельного убытка \bar{Y}_{\min} :

$$\mu_{\max} = \frac{\bar{Y}_0}{\bar{Y}_{\min}} = \frac{Y_0}{Y_{\min}}, \quad (3)$$

который соответствует кратности превышения максимально возможного над минимально возможным убытками и характеризует ширину диапазона, в котором, в зависимости от эффективности проводимых мероприятий по сбору нефти могут изменяться значения удельных фактических убытков.

Как видно из результатов расчётов, представленных на рисунке 2, коэффициент максимального снижения убытков μ_{\max} не зависит от W и является постоянной величиной, равной 5.

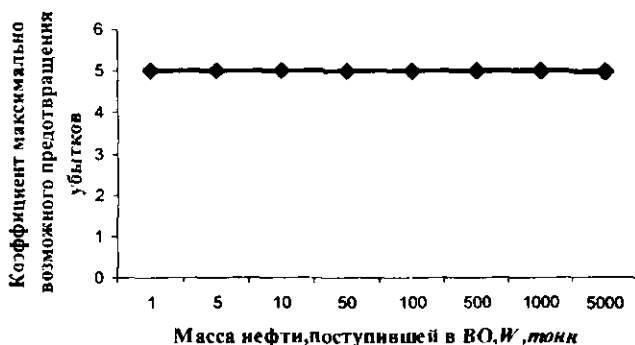


Рис. 2. Зависимость коэффициента максимального предотвращения убытков относительно массы разлитой нефти

Таким образом, для всего диапазона значений W проведение мероприятий, направленных на снижение количества нефти, поступившей в ВО, максимально может обеспечить пятикратное снижение удельных убытков (т.е. ЭП).

Наряду с соотношением (3) может использоваться соотношение:

$$\mu_{\phi} = \frac{\bar{Y}_a}{\bar{Y}_{\phi}} = \frac{Y_a}{Y_{\phi}}, \quad (4)$$

где μ_{ϕ} является коэффициентом снижения убытка, который показывает, по результатам конкретной (реальной или возможной) аварии, насколько фактические убытки, сформировавшиеся после завершения мероприятий по сбору нефти, меньше максимально возможных убытков.

Коэффициент μ_p характеризует эффективность системы защиты ВО загрязнения нефтью и его можно рассматривать так же как и коэффициент эффективности системы защиты ВО.

Оценивая возможности модели оценки ЭП в стоимостных показателях, нужно отметить два важных момента:

1) методика [3] в полной мере отображает суть взаимодействия техногенной сферы и геосферы и, следовательно, она может использоваться для формулирования стратегических направлений повышения эффективности СЗВО, состоящих в уменьшении количества нефти, поступившей в водный объект при АМНП, увеличении количества собранной нефти и сокращении времени её сбора, которые являются основными параметрами, определяющими масштаб ЭП аварий, связанных с загрязнением ВО;

2) создаёт мотивации для деятельности потенциальных загрязнителей (владельцев нефтепроводов) по проведению максимально эффективных работ по минимизации ЭП, направленные на существенное уменьшение его убытков (предотвращение ущерба), связанных с загрязнением ВО.

В то же время эта модель имеет ряд ограничений и недостатков, основные из которых состоят в следующем:

1) её помощью можно оценивать ЭП только конкретной (реальной или возможной) аварии и нельзя давать оценку степени экологической опасности МНП или степени экологической уязвимости территории.

2) эта модель указывает только стратегические направления обеспечения защиты ВО и не указывает на конкретные факторы, целенаправленное воздействие на которые обеспечивает минимизацию негативных ЭП при АМНП.

Для решения задачи по оценке степени экологической опасности трубопровода требуется создание более совершенной модели. Для оценки степени экологической опасности нефтепровода может быть использован комплексный показатель, в качестве которого принят показатель потенциальной экологической опасности (ПЭО) – η , для определения значений которого должна быть создана более совершенная модель многофакторной оценки экологических последствий.

Показатель потенциальной экологической опасности как величина, являющаяся количественной оценкой ЭП для территории, на которой могут происходить АМНП, вводится в развитие показателя убытков $U_{ВО}$; может быть получен для случаев, когда система защиты ВО (СЗВО) введена в действие (управляемое развитие аварии – η_m), и когда СЗВО не задействована (не управляемое развитие аварии – η_0). Показатель потенциальной экологической опасности η_0 позволяет также оценивать уровень экологической уязвимости территории на участке трассы или трубопровода в це-

лом в условиях АМНП, а величина $\eta_{\text{мн}}$ – оценивать потенциальную экологическую опасность, которую может создать МНП, как опасный производственный объект.

Показатель потенциальной экологической опасности рассматривается как интегральный квантифицированный результат взаимодействия аварийного нефтепровода с окружающей средой. Модель, целью которой является определение η , представляет собой функционал, описывающий взаимодействие системы аварийного нефтепровода, представленного моделью нефтепровода и системы территории, примыкающей к трассе, которая должна быть представлена моделью территории.

Модель каждой из этих систем может быть построена на основе учёта действия факторов влияния, которые определяют те стороны функционирования этих систем, которые связаны с поставленными целями. Это факторы, связанные с характеристиками техногенного воздействия $T(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n, \dots, \tau_n)$ и признаками геоландшафта $G(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n, \dots, \gamma_n)$.

Модель трубопровода в данном случае должна отображать возможность возникновения аварии на нефтепроводе и оценивать технологические характеристики аварий. Для построения модели можно использовать такое представление: в каждой точке трубопровода существует вероятность разгерметизации. Функция, характеризующая вероятность разгерметизации, будет представлять собой модель трубопровода, характеризующую способность трубопровода создавать аварии.

В данной постановке наиболее обоснованным является использование в качестве модели нефтепровода известных моделей оценки значений технологического риска [4, 5]. Модель трубопровода, представленная в виде зависимости для расчёта значений технологического риска, достаточно полно характеризует нефтепровод как источник аварийных эмиссий нефти.

Технологический риск имеет «размерность» вероятности разлива определённого количества нефти.

Алгоритм для его вычисления представляет собой зависимость для расчёта значения риска разлива ожидаемых объёмов нефти («технологического риска»):

$$R_i^{\text{max}} = \lambda_n L_n V_{\text{max}}, \quad (5)$$

где R_i^{max} – показатель риска для оценки ожидаемого (максимального) объёма потерь нефти при аварийных разливах нефти, м³/год; λ_n – удельная частота (вероятность) аварий на участке МН, аварий/км год; L_n – протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя НПС, км; V_{max} – максимальный объём вытекшей нефти, м³.

Зависимость (5) является моделью аварийного трубопровода (системы техногенного воздействия).

Показатель экологической опасности как величины, в которой должно быть учтено воздействие всех факторов влияния, может быть представлен в формате экологического риска:

$$\eta = R_v^{\max} Q, \quad (6)$$

где R_v^{\max} – «технологический» риск, см. формулу (5); Q – обобщённая (многофакторная) оценка возможных экологических последствий аварий, учитывающая воздействие элементов (подсистем) системы проблемы.

Диапазон изменения и вклад каждого фактора в обобщённую балльную оценку учитывается путем суммирования балльных оценок каждого фактора с помощью «весовых коэффициентов»:

$$Q_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_i q_{i,j} Q_{i,j}, \quad (7)$$

$Q_{i,j}$ – балльная оценка фактора возможных последствий от аварии; I – количество групп факторов; $J(i)$ – количество факторов в i -той группе; ρ_i – весовой коэффициент группы факторов; $q_{i,j}$ – весовой коэффициент фактора; n – участок трассы МНП.

На характер развития аварии, наряду с технологическими факторами (объём разлившейся нефти, её свойства) значительное, а чаще всего определяющее, влияние оказывают геоландшафтные факторы – состав и состояние компонентов геоландшафта (профиль местности, характер водных объектов, земель и т.п.) и их взаимное расположение на территории, прилегающей к трассе нефтепровода.

В данном случае в качестве геоландшафтных факторов выступают свойства, присущие элементам геоландшафта, которые могут влиять на степень экологической опасности МНП. Их можно формализовать в виде признаков геоландшафта, совокупность которых создаёт отображение (модель) территории.

Полный учёт и всесторонний анализ всех факторов, оказывающих влияние на величину ЭП возможных аварий, необходим как для оценки последствий аварий, так и для разработки системы мероприятий по повышению безопасности нефтепроводов в послеварийный период.

Количественное выражение влияния всех учитываемых факторов представлено величиной Q , являющейся обобщённой балльной оценкой возможных последствий аварии. Величина Q зависит от факторов влияния, и для определения численного значения величины Q эти факторы влияния

необходимо таксономировать, т.е. систематизировать и классифицировать (разделить на группы) по ряду признаков, а затем квантифицировать.

В основу таксономического анализа факторов влияния положено использование модели (1) и структурно-логической схемы проблемы загрязнения ВО при АМНП [1]. В качестве первого признака, по которому были систематизированы факторы влияния, был выбран такой, как их способность влиять на значения трёх основных параметров (W , V и T), определяющих величину ЭП, представленных в стоимостных показателях (убытки от загрязнения ВО). В соответствии с основными параметрами, учитываемыми в модели (1), группы факторов, влияющие на величину возможных последствий АМНП, разбиты на три блока: блок W , блок V и блок T .

В каждом из трёх блоков выделены группы факторов, действия которых проявляются при функционировании подсистем разных уровней (элементов) структурно-логической схемы модели проблемы [7].

В блоке W объединены группы факторов, влияющих на объём нефти, поступившей в водный объект. Когда АМНП происходит на подземном участке трубопровода, разлившаяся нефть из аварийного отверстия сначала поступает на землю, и только в результате её перемещения по поверхности земли нефть может попасть в водный объект. В таких случаях объём нефти, попавший в ВО (W), может быть меньше, чем объём нефти, который вылился из трубопровода ($W_{\text{пол}}$), на то количество нефти, которое осталось на поверхности земли при перемещении нефти (W_z) и было удержано от попадания в ВО существующими стационарными защитными сооружениями или в результате проведения послеаварийных работ, направленных на предотвращение попадания нефти в ВО. Количество нефти, попавшей в ВО, определяется разностью $W = W_{\text{пол}} - W_z$, т.е. величина W зависит не только от $W_{\text{пол}}$, но и от W_z , которая формируется под воздействием ряда факторов влияния, связанных как с геоландшафтными характеристиками территории на месте аварии, так и с условиями и эффективностью проведением послеаварийных работ.

В блоках V и T объединены группы факторов, влияющих на основные параметры соответственно: количество собранной нефти V и величину промежутка времени T , в течение которого была собрана нефть.

Так как величина убытка, согласно рассматриваемой модели (1), зависит от W , V и T то и $\mu_{\text{max}} = f(W, V, T)$.

Для определения значений μ были проведены расчёты в диапазоне параметров $W = 1 \dots 5000$ т; $V = 0 \dots 100$ % от величины W ($\alpha = 0 \dots 100$ %); $T = 6 \dots 240$ ч. Зависимости $\mu_{\text{max}} = f(W)$, $\mu_{\text{max}} = f(V)$ и $\mu_{\text{max}} = f(T)$ представлены соответственно на рисунках 2, 3 и 4.

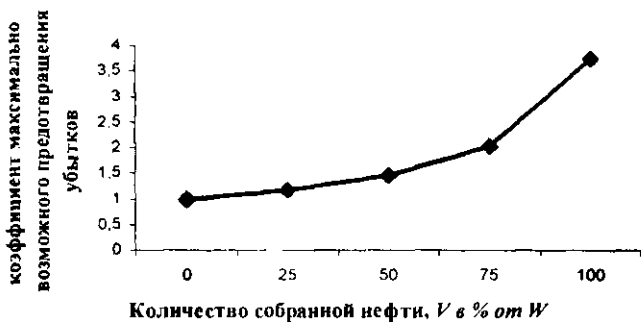


Рис. 3. Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно массы собранной нефти

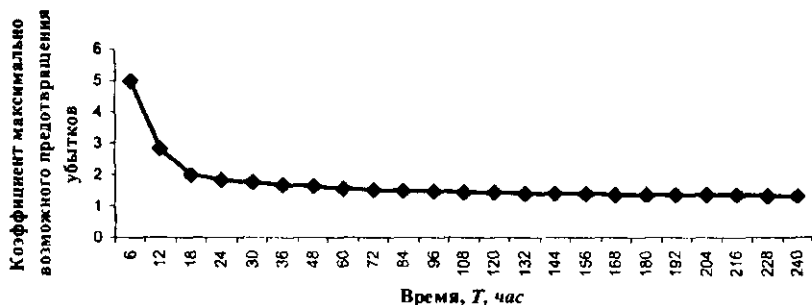


Рис. 4. Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно времени сбора нефти

Зависимости (см. рис. 2, 3 и 4) позволяют оценить влияние основных факторов W , V и T на величину ЭП при загрязнении ВО нефтью. Как видно из представленных графиков, при изменении W величина μ_{max} остаётся постоянной, а при изменении V и T – изменяется в определённых пределах.

Диапазон, в котором меняются значения коэффициентов максимально возможного предотвращения убытков μ_{max} , является **признаком**, по которому можно оценить степень влияния основных параметров W , V и T на величину ЭП.

Используя значение убытка как эталон для измерения обобщённой величины экологических последствий, можно по соотношению диапазонов

максимально возможного предотвращения убытков μ_{\max} установить значения весовых коэффициентов для блоков групп факторов W , V и T .

Для оценки диапазона значений коэффициента максимально возможного предотвращения убытков используются осреднённые значения μ , которые определяются по соотношениям:

$$\mu_{\max}^{cp(V)} = \frac{\int_0^{100} \mu_{\max} d\alpha}{\Delta\alpha} \text{ для } V \text{ и } \mu_{\max}^{cp(T)} = \frac{\int_0^{240} \mu_{\max} dT}{\Delta T} \text{ для } T.$$

Расчёты, проведенные по этим соотношениям, показали:

$$\mu_{\max}^{cp(V)} = 1,9; \mu_{\max}^{cp(T)} = 1,7; \mu_{\max}^{cp(W)} = 5.$$

Таким образом, диапазоны, в которых меняются значения коэффициентов максимально возможного предотвращения убытков, связанные с изменениями значений основных параметров W , V и T , представленные осреднёнными значениями μ^{cp} , характеризуются соотношениями:

$$\mu_{\max}^{cp(W)} : \mu_{\max}^{cp(V)} : \mu_{\max}^{cp(T)} = 5 : 1,9 : 1,7,$$

следовательно, весовые коэффициенты блоков групп факторов W , V и T , соотносятся между собой как 10 : 3,8 : 3,4.

Использование Методики [3] в качестве идеальной модели АМНП дало возможность ввести эталон для «измерения» ЭП, в роли которого выступил осреднённый коэффициент максимально возможного предотвращения убытков μ_{\max}^{cp} .

Заключение. Применение этого метода позволило осуществить распределение весовых коэффициентов блоков групп факторов не путём использования статистических данных или экспертных оценок, а расчётным путём, что является примером использования нового эталонного метода для квантификации факторов влияния.

ЛИТЕРАТУРА

1. Липский, В.К. Система защиты водных объектов от загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах Беларуси / В.К. Липский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2002. – Т. 1, № 2. – С. 3 – 16.
2. Липский, В.К. Методы оценки параметров системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2004. – № 1. – С. 16 – 24.

3. Методика подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства: утв. Мин-вом природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь 6 января 1995 г.
4. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Сер. 27, вып. 1 / колл. авт. – М.: Гос. предпр. науч.-техн. центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2000. – 96 с.
5. Балльная оценка возможных последствий аварий на нефтепроводах / В.К. Липский [и др.] // Надежность и безопасность трубопроводного транспорта: сб. науч. тр. Вып. 3. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – С. 148 – 160.
6. Оценка эффективности системы защиты окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский [и др.] // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 155 – 162.

УДК 519.673

ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ ВОЛНОВОГО МЕТОДА ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК

Ю.Г. Кузьминский¹, В.И. Вьюн²

¹ГНУ «Институт механики металлополимерных систем им. В.А. Белого НАН Беларуси», Гомель, Беларусь

²УО «Гомельский государственный технологический университет им. П.О. Сухого», Гомель, Беларусь

Рассмотрены вопросы сбора данных, методов расчетов и повышения точности при реализации волнового метода локализации утечек.

Введение. Стоимость нефти в 20-кубовой автоцистерне достигает 10 000 USD и будет возрастать. Данный факт является мотивом несанкционированных отборов нефти из магистральных трубопроводов. Объем отдельного отбора находится в пределах погрешности суточного баланса нефти (0,04 %) и вычисляемые объемы отборов не могут быть вычтены из баланса по отсутствию юридических основ. Для избежания ответственности правонарушители предпринимают маскирующие действия – максимальное снижение скорости отбора, придание отбираемому потоку нестационарного характера и т.д. Отборы характеризуются краткостью периода, ограниченностью мест по подъездным дорогам, фиксированным количеством точек, малой амплитудой волн давления, маскировочной нестабильностью скачков давления. Технических средств предотвращения отборов не существует. Предотвращение отборов возможно только правоохранитель-

ными силами при существенном ужесточении законодательства, однако краткость периода отбора затрудняет применение административных мер пресечения в реальном времени. Локализация мест отбора в реальном времени не актуальна и затруднена в реализации на фиксированном алгоритме волнового метода. Достаточно отложенной экспертной локализации и последующих поисковых операций.

Основная часть. Локализация места отбора нефти может быть выполнена на основе таймерных операций (точного определения времени понижающих скачков давления на линейных пунктах трубопровода), волнового метода (точного определения амплитуд скачков давления и применения формулы гашения волны), техническими методами (изотопная радиология, дистанционная пирометрия и т.д.).

Для применения таймерных методов автоматика АСУ ТП должна быть дополнена средствами синхронизации времени и повышения точности измерения времени на линейных пунктах, что требует значительных капитальных вложений и затрат на поддержание таймерных операций. Автоматика нефтепроводов 40-летнего срока эксплуатации не обеспечивает таких возможностей.

Волновая локализация места отбора требует расчета плотности и вязкости по температуре, скорости звука, гидравлического уклона, степени гашения волны давления по формуле Жуковского с поправочным коэффициентом. Для определения амплитуд волн давления требуется осреднение значений давления за период перед прохождением волны и в начальный период прохождения волны. Локализуется место отбора только в случае, если оно между точками замера давления, поэтому давления на границах НПС обязательно участвуют в локализации. Выбор точек замера для сжатия вокруг места отбора можно выполнять автоматически или экспертно.

Описание метода. Расстояние до места отбора x , находящегося между точками замеров x_1 и x_2 , определяется в волновом методе из уравнения, полученного на основании формулы Жуковского [1] для гашения амплитуды волны в трубопроводе:

$$\Delta p_1 k_{\text{гаш}}^{x_1-x} = \Delta p_2 k_{\text{гаш}}^{x-x_2},$$

где Δp_1 и Δp_2 – амплитуды скачков давления в точках замеров; $k_{\text{гаш}}$ – коэффициент гашения из формулы Жуковского:

$$k_{\text{гаш}} = e^{-k_p \frac{1}{c}}.$$

Поправочный коэффициент k_p определяется из подборки данных о волне падения давления при пуске или остановке насоса [2, 3]. Гидравли-

ческий уклон в преобладающей в магистральных нефтепроводах зоне гладкого трения определяется по обобщенной формуле Лейбензона:

$$i = 0,0247 \frac{q^{2-0,25} \nu^{0,25}}{d^{5-0,25}},$$

или формуле Альтшуля:

$$i = \frac{0,11 \cdot \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}}{g} \cdot \left(\frac{\frac{q}{\pi \cdot d^2}}{4} \right)^2.$$

В этих формулах Δp – амплитуды скачков давления; q – объемная скорость исходного стационарного течения; d – внутренний диаметр трубопровода с учетом отложений; ν – кинематическая вязкость нефти; Re – число Рейнольдса; k – относительная шероховатость труб.

Скорость звука в трубопроводе определяется по формуле:

$$c = \left[\rho \left(\frac{1}{K_o} + \frac{(d_s - 2\delta)}{2\delta K_s} \right) \right]^{-1/2},$$

использующей плотность нефти ρ , наружный диаметр трубы d_s , толщину стенки трубы δ , модули упругости стали и нефти.

Исходные данные. Модули сжатия, наружные диаметры и толщины стенок труб, расстояния и геодезические высоты точек замера давлений являются постоянными константами из справочных баз данных. Плотность и вязкость нефти восстанавливается по температуре от ультразвуковых расходомеров на основании известных формул. Объемные скорости течения, давления вычисляются осреднением за автоматически или экспертно определяемые нефиксированные отрезки времени.

Констатация отбора. До начала отбора расхождение объемных скоростей потоков по показаниям расходомеров на выходе подающей и входе принимающей станций незначительно. Отбор приводит к увеличению дисбаланса за счет роста расхода на выходе первой и падения расхода на приеме второй станции. Этот дисбаланс остается заметным во время всего отбора.

Анализ фоновых колебаний расхода (рис. 1) дал следующую оценку интервала амплитуд скачков: $1 < \Delta Q < 20 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Степень скачков расхода в начале и конце перегона трубопровода зависит от того, к какой границе ближе место отбора. Данные расходомеров

служат основой для определения интервала времени отбора и **осредненной** разницы расходов во время отбора.

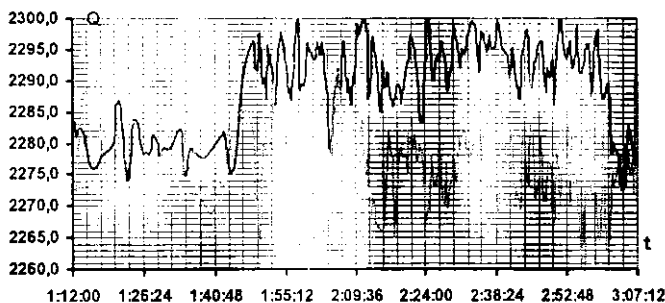


Рис. 1. Пример изменений расхода 28.12.2006

Алгоритм локализации включает следующие этапы:

1) по данным расходомеров фиксируется факт отбора; определяется интервал времени, средний дисбаланс расходов, интегральный объем отбора;

2) по данным давлений на площадках очистных устройств граничных станций отрезка трубопровода определяется *исходное* место отбора:

- определяется среднее давление *до начала* отбора в начале и конце отрезка;

- вычисляется средняя скорость потока до отбора, плотность и вязкость нефти, эквивалентный диаметр трубопровода, гидравлический уклон с привлечением геодезических параметров контрольных точек, скорость звука, основание степени гашения волны;

- определяется среднее давление *в начале* отбора на границах отрезка;

- вычисляются скачки давления в момент начала отбора; место отбора, исходное давление в точке отбора, диаметр отверстия;

3) для уточнения места отбора выбираются ближайшие к исходному месту отбора контрольные точки замеров давления. Повторяется процедура определения *уточненного* места отбора по изложенному во втором пункте алгоритму.

Осреднение давлений. Основная проблема – выбор интервалов времени для осреднения давлений.

На рисунке 2 приведен пример немаскируемого скачка давления при отборе, а на рисунке 3 – маскируемый скачок давления.

При выборе интервалов для осреднения давлений должны быть соблюдены следующие правила:

1) в интервал входит четное количество точек;

2) интервал имеет длительность не более 10 мин. Предпочтительна длительность в две минуты;

3) при распространении волна давления становится более пологой (рис. 4). Чем дальше от места отбора контрольная точка, тем больше временное расстояние между интервалом осреднения давления до начала скачка и интервалом в начале скачка.

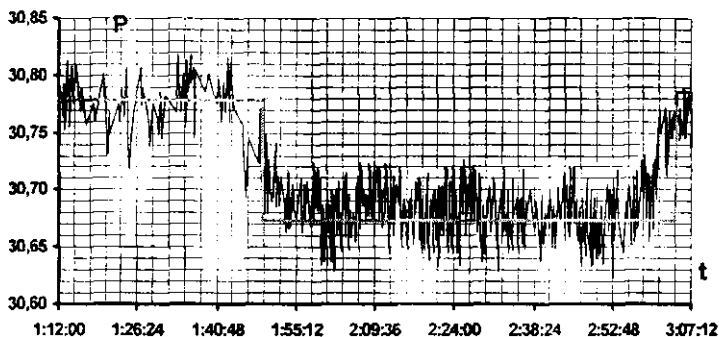


Рис. 2. Пример устойчивого скачка давления 28.12.2006

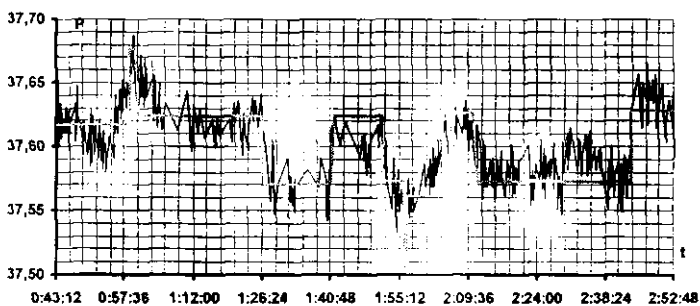


Рис. 3. Пример маскируемого скачка давления 25.12.2006

Анализ фоновых колебаний давлений в трубопроводах РУП «Гомельтранснефть Дружба» выявил следующие факты:

- частота колебаний давлений на станционной части трубопроводов значительно превосходит частоту колебаний на линейной части трубопроводов (см. рис. 4) приведены частоты колебаний давлений на НПС и трассе);
- интервал амплитуд колебаний $0,02 < \Delta p < 0,05$ бар;
- скачки давления при отборе на значительном расстоянии от места отбора $\Delta p > 0,05$ бар.

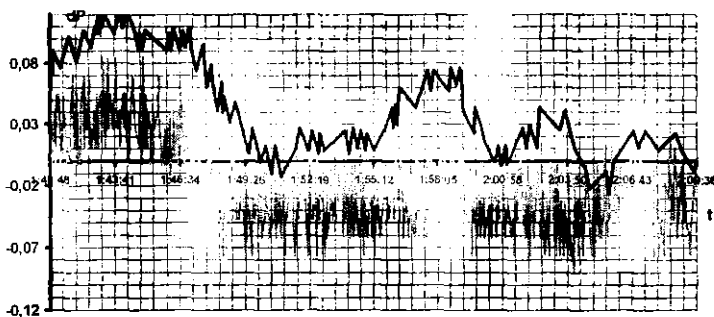


Рис. 4. Скачки давления на выходе станции и на трассе 04.05.2007 за вычетом среднего давления

Идентификация эквивалентного диаметра трубопровода между контрольными точками на трассе влияет на точность вычисления гидравлического уклона и впоследствии на определение места отбора. Существенное влияние на идентификацию диаметров оказывают геодезические высоты точек замера давления. Также при идентификации должно учитываться наличие дросселирования на принимающей станции [4].

Оценка погрешностей. В таблице 1 приведены оценки изменений влияющих параметров, приводящие к изменению места отбора, на 0,5 км по данным за 28.12.2006 г. при протяженности отрезка между контрольными точками в 35 км.

Таблица 1

Изменения параметров, ведущие к погрешности

Параметр	Изменение
Высота в одной контрольной точке	8 м
Отдельное осредненное давление	0,01 бар

Альтернативный потоковый подход основан на второй формуле Жуковского, связывающей изменение давления и скорости потока:

$$\Delta p = k_q \Delta v r c,$$

где коэффициент поправки k_q зависит от направления распространения волны (k_q^{\leftarrow} – против потока и k_q^{\rightarrow} – по потоку).

Для локализации отбора важно их соотношение $k_q = k_q^- / k_q^+$, которое по фактическим данным [4] изменяется в интервале [3 – 6] и дает удовлетворительные результаты при $k_q = 4,5$. В таблице 2 приведены результаты экспериментального определения отбора по давлению и расходу нефти, скачки которого приведены на рисунке 5.

Таблица 2

Определение отбора по давлениям x_p и скорости потока x_q

21.03.07 14:45					
L	0	0	120	120	Результат
ΔQ_p	-21,1	0,065	0,278	19,6	x_p 105,6
Q_{p1}	3142,2	42,763	8,758	3166,4	Δp_x 0,349
Q_{p2}	3163,3	42,698	8,480	3146,8	q_{out} 40,7
t_{st}^1	14:24:44	14:43:11	14:31:45	14:24:44	Δq 11,1
t_{fm}^1	14:38:48	14:44:08	14:38:09	14:38:48	d 1,7
t_{st}^2	14:42:33	14:45:21	14:44:40	14:42:33	x_q 105
t_{fp}^2	15:01:05	14:46:11	14:47:05	15:01:05	k_q 4,5
h		158	126		
Рассе				1,2	

E_0	E_z	σ_s
1,3E+09	2,1E+11	5,1E+08
t_{max}	ρ_{min}	v_{min}
26	860	11
t_{min}	ρ_{max}	v_{max}
11	870	18
α	0,667	0,033
t	ρ	v
15	867,3	15,8
d	b	b_p
820	9	4,4
c	I	Q
979	3,715E-03	3154,3
$k_{q_{шт}}$ 0,98419	ЛеЙбен-зон i	ΔQ
Альт-шуль i	3,706E-03	-24,2
Поправка гашения k_p	4,2	

Примечание. Давления приведены в барах; скорости – в м³/ч; расстояния – в км; высоты – в м; диаметры – в мм; плотность – в кг/м³; вязкость – в сСт.

Из таблицы видно:

- скачок давления на станции 120 км $\Delta p_2 \approx 0,3$ бара находится в пределах, которые регистрируются АСУТП, в отличие от станции на 0 км, скачек на которой $\Delta p_1 \approx 0,05$ бара не регистрируется;
- скачки расхода нефти на обеих станциях находятся в пределах регистрации изменений ≈ 20 м³/ч, что является следствием разных значений поправочного коэффициента для связи волн давления и скорости;
- поправочные коэффициенты для волн давления 4,2 и волн скорости 4,5 достаточно близки.

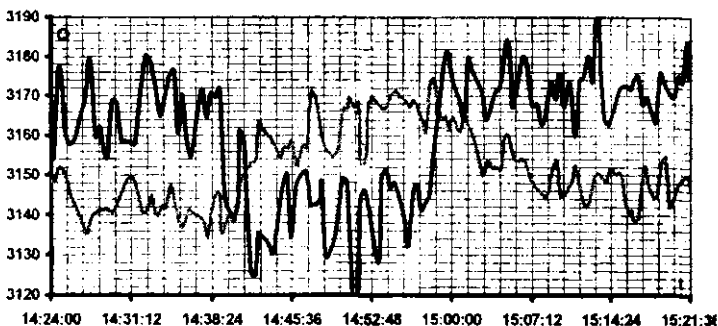


Рис. 5. Скачки объемной скорости потока на принимающей и подающей станции

Выводы. Локализация мест отбора нефти согласно нормативным документам Российской Федерации по трубопроводному транспорту должна базироваться на комбинации таймерных и волновых методов. Полноценная реализация таймерных методов требует значительных вложений. Волновой метод локализации допускает три подхода – контроль амплитуд скачков давления, контроль скачков объемного расхода нефти и контроль скорости изменения давлений. Современные датчики давлений и ультразвуковые расходомеры обеспечивают необходимую точность, поскольку важны не абсолютные значения параметров, а их изменения.

Применение известных зависимостей Жуковского для распространения волн в трубопроводах потребовало введения поправочных коэффициентов, учитывающих как направление распространения ударной волны, так и её причину.

Не существует фиксированного алгоритма определения интервала времени для осреднения давлений. При маскируемых отборах нефти необходимо применение знаний экспертов и серьезного математического аппарата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т. 1; 2004. – Т. 2.
2. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация модели переходных процессов течения нефти в магистральных трубопроводах (реальный масштаб времени) / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько, В.И. Вьюн // Материалы. Технологии. Инструменты. – 2006. – Т. 11, № 2. – С. 15 – 21.

3. Кузьминский, Ю.Г. Гидравлическое взаимодействие систем защит магистрального нефтепровода в переходных процессах / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн // Безопасность и надежность трубопроводного транспорта: сб. науч. тр. – Новополоцк. – 2003. – № 3. – С. 56 – 67.
4. Вьюн, В.И. Идентификация эквивалентных диаметров магистральных трубопроводов / В.И. Вьюн, Ю.Г. Кузьминский // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 87 – 89.

УДК.628.16:665.6

ТЕХНОЛОГИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА ВОДОТОКАХ ВО ВРЕМЯ ЛЕДОХОДА

В.Е. Савенок¹, В.Р. Измайлович¹, Д.В. Габелев²

¹УО «Полоцкий государственный университет». Новополоцк, Беларусь.

²УО «Витебский государственный университет им. П.М. Машерова»

Разработана технология локализации нефтяных загрязнений на водотоках во время ледохода, которой предусмотрено изменение направления движения льдин, для чего на водотоке устанавливается клиновидная рама. На малых реках прибитые к берегу льдины задерживаются поворотной секцией, затем затягиваются на берег, где происходит их механическое измельчение, а осколки битого льда и снежной массы, загрязненные нефтью направляются в заранее подготовленный отстойник, где после обработки их паром, происходит отстаивание воды с отделением нефти и последующей откачкой нефти нефтесборным устройством. Нефть улавливается боновым заграждением, расположенным ниже по течению от рамы, с последующим ее сбором нефтесборным устройством.

Введение. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами объектов окружающей среды ухудшает экологическую обстановку в регионе. Нефтяное загрязнение водотоков особенно опасно, так как возможен его трансграничный перенос, который приводит к увеличению масштабов экологической чрезвычайной ситуации, и как следствие, к значительному росту затрат на ликвидацию последствий этого загрязнения.

Существуют различные технологии ликвидации аварийных разливов нефти в зимних условиях на водотоках, покрытых льдом, и в летних условиях при отсутствии ледяного покрова на них. Однако реализация этих технологий в весенний (осенний) период во время ледохода крайне затруднена, и применение их малоэффективно.

При ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах во время ледохода основными факторами, от которых зависит эффективность технологического процесса ликвидации нефтеразливов, являются:

- скорость течения водотока;
- ширина водотока;
- уровень воды;
- толщина льдин;
- удельное покрытие плавающим льдом поверхности водотока (общая площадь льдин на единицу поверхности водотока).

В связи с тем, что во время половодья резко повышается уровень воды и возрастает скорость течения водотока, необходимо заранее провести подготовительные (превентивные) мероприятия на специально оборудованной площадке. Данные мероприятия можно выполнять до начала ледохода, при наличии сплошного ледяного покрова, когда толщина ледяного покрова превышает 100 мм (определяется из условия безопасного ведения работ на льду [1]). Одним из наиболее важных мероприятий являются мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ персоналом, участвующим в ликвидации последствий аварий. Поэтому при работе на ледяном покрове весь персонал необходимо снабдить спасательными жилетами. Между двумя берегами закрепить страховочный трос на высоте 1 метр. Обслуживающий персонал площадки, выходя на лед, обязан карабинами закрепиться за страховочный трос.

Основная часть. Нами разработана технология локализации нефтяных загрязнений на водотоках во время ледохода. Данной технологией предусмотрено изменение направления движения льдин, для чего на водотоке устанавливается клиновидная рама. Клиновидная рама не должна препятствовать движению нефти по поверхности воды (рис. 1).

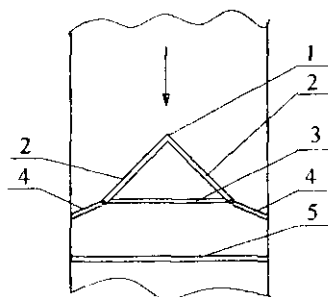


Рис. 1. Схема установки клиновидной рамы на водотоке:

- 1 – клиновидная рама; 2 – боковая балка;
- 3 – продольная балка; 4 – поворотная секция; 5 – боновое ограждение

Клиновидная рама состоит из трех полых балок (двух боковых и одной продольной), которые обеспечивают ее плавучесть. Фиксацию рамы в заданном месте водотока обеспечивают якоря. Боковые полые балки жестко соединяются между собой под углом, образуя клин навстречу течению водотока, а их задние концы соединены между собой продольной полой балкой. Снизу к балкам крепится стальной перфорированный лист, опущенный в воду. Диаметр отверстий листа должен быть достаточным для того, чтобы обеспечивать свободное течение нефти через них. К обоим стыкам, образованным соединением двух боковых и продольной балки, шарнирно крепятся две поворотные секции. Секция снабжена верхним надводным фартуком и нижним перфорированным подводным фартуком. Второй конец поворотной секции крепится под углом к берегу. Оба конца секции снабжены дополнительными якорями. Размер каждой секции должен быть в пределах 0,1 ширины реки. При большой ширине реки секция изготавливается составной. Ниже по течению от рамы устанавливается многосекционное боновое ограждение любой известной конструкции под углом к водотоку.

Установка боновых ограждений перпендикулярно к течению может осуществляться при скорости течения до 0,3 м/с. При скорости течения больше, чем 0,3 м/с, боновые ограждения устанавливаются под углом.

Угол установки рассчитывается по формуле [2]:

$$\arcsin \alpha = \frac{\vec{v}_{\text{доп}}}{\vec{v}_m} = \frac{0,3}{\vec{v}_m}, \quad (1)$$

где $\vec{v}_{\text{доп}}$ — допустимая (критическая) скорость потока, направленная перпендикулярно бону, принимается 0,3 м/с; \vec{v}_m — скорость течения реки, м/с.

Предполагается, что льдины, скользя по раме, прижимаются к берегу и задерживаются поворотной секцией клиновидной рамы.

Далее технологией предусмотрено два варианта действий в зависимости от ширины водотока и скорости его течения. Для малых рек, с небольшой скоростью течения, предлагается первый вариант. Согласно первому варианту, прибитые к берегу льдины задерживаются поворотной секцией, затем затягиваются на берег, где происходит их механическое измельчение, а осколки битого льда и снежной массы, загрязненные нефтью направляются в заранее подготовленный отстойник, где после обработки их паром происходит отстаивание воды с отделением нефти и последующей откачкой нефти нефтесборным устройством. Нефть, прошедшая сквозь перфорированные листы, закрепленные на боковых стойках рамы и нижнего перфорированного фартука поворотной секции, улавливается боно-

вым заграждением, расположенным ниже по течению от рамы, с последующим ее сбором нефтесборным устройством.

Для больших рек (широких водотоков), характеризующихся значительными скоростями течения, или значительным удельным покрытием поверхности водотока плавающего льда и его толщиной предлагается второй вариант. Так как большая скорость подхода льдин к клиновидной раме и их масса не позволяет оперативно вытаскивать их на берег, поэтому речь идет лишь об удержании льда на определенный период времени с периодическим пропуском его вниз по течению водотока, путем открытия поворотной секции рамы и дополнительного ряда бонового заграждения. В этом случае нефть, проходящая через перфорированные листы рамы и перфорированный фартук поворотной секции, локализуется боновым заграждением с последующим ее улавливанием и откачкой нефтесборными устройствами. Однако это возможно только на период закрытия поворотной секции рамы.

С практической точки зрения весьма важным является определить удерживающую способность поворотной секции. Для этого нами определялась масса льда, удерживаемого двумя поворотными секциями, снабженными каждая двумя якорями. Для удержания клиновидной рамы и двух ее поворотных секций предполагается использовать якоря Хрота или судовые якоря. По справочной литературе определен коэффициент держащей силы якорей [3, 4]:

- судовой – $\kappa = (6 \dots 8)G_{\text{я}}$;

- Хрота – $\kappa = (3 \dots 4)G_{\text{я}}$.

Здесь $G_{\text{я}}$ – масса якоря, кг.

Общая нагрузка, действующая на поворотную секцию, определяется по формуле:

$$P = qb, \quad (2)$$

где $q = q_{\text{теч}} + q_{\text{вет}} + q_{\text{льда}}$ – суммарная удельная нагрузка, действующая на единицу длины секции, Н/м; b – длина поворотной секции, м; $q_{\text{теч}}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная течением воды, Н/м; $q_{\text{вет}}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная ветром, Н/м; $q_{\text{льда}}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная массой удерживаемого льда, Н/м;

Для определения $q_{\text{теч}}$ и $q_{\text{вет}}$ может быть использована формула [5]:

$$q = Ch\rho \frac{v^2}{2} \cdot \sin\alpha, \quad (3)$$

где C – коэффициент лобового сопротивления (принимается $C_{\text{воды}} = 2,66$ [6]; $C_{\text{возд}} = 1,3$ [7]); h – высота секции (h_1 – надводной части, м; h_2 – подводной части, м); ρ – плотность среды ($\rho_{\text{воды}} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{\text{возд}} = 1,21 \text{ кг/м}^3$); α – угол установки секции (расчет по формуле (1)).

Используя формулы (1)...(3), были проведены расчеты удельных и общих нагрузок, действующих на секцию, обусловленных течением водотока и ветром. По результатам расчетов были построены зависимости удельной нагрузки, обусловленной течением водотока, от высоты подводной части секции, для различных скоростей течения (рис. 2). Построены также зависимости удельной нагрузки, обусловленной ветром, от высоты надводной части секции для различных скоростей ветра (рис. 3).

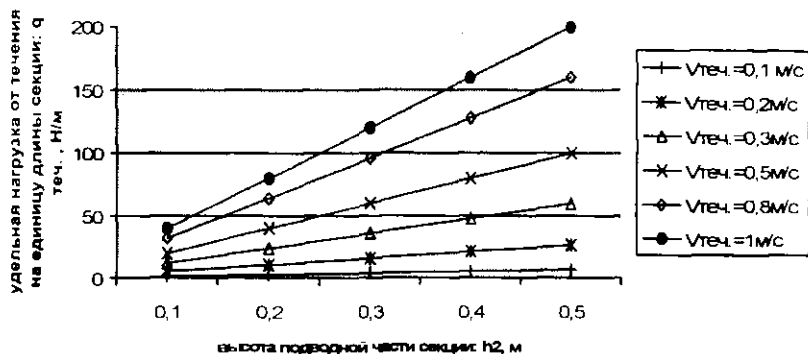


Рис. 2. Удельная нагрузка на секцию, обусловленная течением

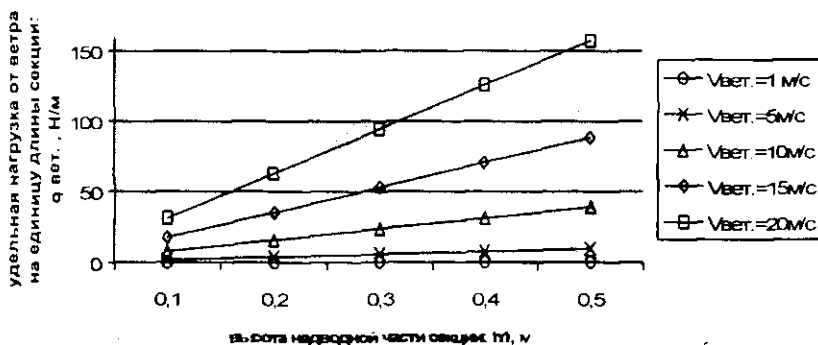


Рис. 3. Удельная ветровая нагрузка на секцию

Нагрузка ото льда на секцию определяется с учетом формулы (2):

$$P_{\text{льда}} = P - (q_{\text{теч}} + q_{\text{вет}})b, \text{ Н.} \quad (4)$$

Проведенные расчеты позволяют определить максимальную массу льда, удерживаемую поворотной секцией:

$$M_{\text{льда}} = \frac{P_{\text{льда}} \cdot k}{g}, \quad (5)$$

где k – эмпирический коэффициент, определяющий долю нагрузки льда на секцию ($k < 0,3$).

В качестве примера нами рассмотрен случай, когда поворотная секция длиной 1 м удерживается двумя стандартными якорями общей массой 1000 кг (500×2). Результаты расчетов для различных скоростей течения и ветра и двух типов якорей представлены в таблице.

Максимальные нагрузки льда ($P_{\text{льда}}$, Н) на секцию ($b = 1$ м)

Показатели	$v_{\text{вет}} = 1$ м/с					
	$v_{\text{теч}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72100	72088	72068	72044	72008	71984
Якорь Хрола	41198	41186	41166	41142	41106	41082
	$v_{\text{вет}} = 5$ м/с					
	$v_{\text{теч}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72092	72080	72060	72036	72000	71976
Якорь Хрола	41190	41178	41158	41134	41098	41074
	$v_{\text{вет}} = 10$ м/с					
	$v_{\text{теч}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72069	72057	72037	72013	71977	71953
Якорь Хрола	41167	41155	41135	41111	41075	41051

При известной скорости течения водотока и величины его удельного покрытия льдом, в каждом конкретном случае определяется время, за которое возле поворотной секции рамы скапливается масса льда, оказывающая предельную нагрузку на секцию. Данные расчеты необходимо проводить для эффективной реализации, предложенной технологии.

Предложенная технология локализации нефтяных загрязнений позволяет успешно бороться с нефтяными загрязнениями на малых реках во время ледохода, не допуская их дальнейшего распространения. На больших реках, при больших скоростях течения водотока, реализация данной технологии позволит значительно снизить экологический ущерб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Годес, Э.Г. Справочник по строительству в водной среде в суровых климатических условиях / Э.Г. Годес, Р.М. Нарбут. – Л.: Стройиздат, 1984. – 384 с.

2. Парокле, Ж. Сбор нефти с поверхности водоемов / Ж. Парокле // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – № 2. – С. 34 – 36.
3. Судовые устройства: справочник для конструкторов и проектировщиков / А.Н. Гурович [и др.]. – Л.: Судостроение, 1967. – 412 с.
4. Верба, А.Я. Руководство по эксплуатации моторных судов на водных путях России: справочник / А.Я. Верба. – М.: Междунар. яхтенный центр фирмы «ВЕРБА», 2000. – 138 с.
5. Гидравлика и аэродинамика: учеб. для вузов / А.Д. Альтшуль [и др.]. – М.: Стройиздат, 1987. – 323 с.
6. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела [и др.]; под общ. ред. К.А. Забелы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 195 с.
7. Савенок, В.Е. Методические указания к решению практических задач по курсу «Защита населения и хозяйственных объектов в ЧС» / В.Е. Савенок. – Новополюк: ПГУ, 2003. – 69 с.

УДК 504. 054

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ ИЗ БАЗАЛЬТОВОГО ВОЛОКНА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

**А.М. Болдырев, В.С. Быховская, Г.К. Ивахнюк,
А.С. Князев, И.С. Рахимова**

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный технологический институт (Технический университет)», Санкт-Петербург, Россия

Исследуются материалы из базальтового волокна – картон и ткань – как поглотителей аварийных разливов нефтепродуктов. Представлены результаты исследований впитывающих свойств этих материалов при впитывании на твердой поверхности, затем на поверхности воды. Впитывающие способности базальтовых материалов сопоставляются с впитывающими способностями широко применяемых поглотителей на основе графита, поропласта, вермикулита, пенополистирола. Кроме того, представлены результаты исследования способности изделия из базальтовых материалов ликвидировать возгорания, нередко следующие за разливом нефтепродуктов. В данном аспекте изделие из базальтовых материалов сопоставляется с кремнеземной кошмой, а также с асбестовым одеялом.

При аварийных разливах нефтепродуктов на магистральном трубопроводном транспорте важно с наименьшими потерями и энергозатратами осуществить их ликвидацию.

Ассортимент поглотителей нефтепродуктов достаточно обширен, наиболее широко применяемые поглотители – на основе графита, вермикулита, поропласта, пенополистирола – обладают высокой поглотительной способностью, стойкостью к кислотам и щелочам, способностью к вторичному использованию, что очень важно для ресурсосбережения. Тем не менее считаем нужным дополнить ассортимент еще одним поглотителем, который будет обладать высокой впитывающей способностью, являться ресурсонеисчерпаемым материалом, и, самое главное, работоспособным при возгорании разлившихся нефтепродуктов, что нередко происходит.

При поиске такого поглотителя внимание привлекли базальтовые картон и ткань. Материалы на основе базальта пришли на замену композиционным материалам из стекла, углерода, керамики, их производство является сравнительно простым, а соответственно и более дешевым, экологически чистым. Запасы базальтовых пород являются практически неограниченными (что важно для ресурсосберегающих технологий) и составляют порядка 30 % площади занятой на Земле магматическими породами.

Установлено также, что базальтовые волокна¹ обладают всеми необходимыми свойствами: как физическими – повышенной термостойкостью², стойкостью к вибрациям и стабильностью при длительной эксплуатации в различных условиях, так и химическими – стойкостью в агрессивных средах, хорошей адгезией к различным связующим, чтобы определить их как перспективнейшее сырье для получения изделий конструкционного и прочих назначений. В свою очередь базальтовый картон с успехом применяется в горячих производствах для теплоизоляции³ агрегатов, а ткань имеет конструкционные, фильтровальные, огнезащитные, электротехнические, кровельные и дрейфт назначения [1].

¹ Процесс получения базальтового волокна заключается в расплавлении горной породы и последующем раздуве струи расплава сжатым воздухом.

² Базальтовые волокна хорошо работоспособны в широком диапазоне температур от -260 до +700 °С, при которых разрушаются углеродные (+600...800°С) и стеклянные волокна (ниже -60°С и выше +500 °С) [1].

³ Такое применение БТВМ-К обосновывается санитарно-эпидемиологическое заключение 66.01.10.576.П000409.02.03 от 07.02.2003 о соответствии его гигиеническим нормативам.

Наличие тонковолокнистой и порозной структуры материалов определило целесообразность исследования их впитывающей (поглотительной) способности по нефтепродуктам. На первом этапе были исследованы впитывающие способности данных материалов с твердой поверхности. Модельным нефтепродуктом было выбрано дизельное топливо (ДТ) (табл. 1).

Таблица 1

Впитывающие способности базальтовых материалов по ДТ на твердой поверхности

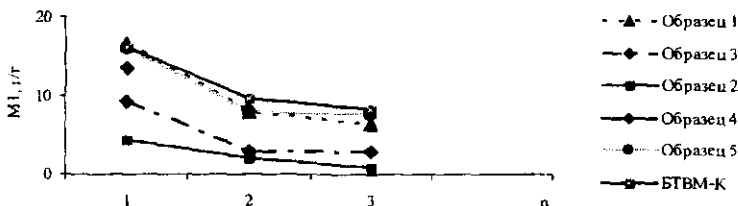
Материал	Мдтг/г
Картон (БТВМ-К)	17,40
Ткань (БТК-100)	0,7

Как видно из таблицы 1, ткань впитывает ДТ несопоставимо меньше по массе, чем картон. Следовательно, в качестве объекта дальнейшего исследования впитывающих свойств базальтовую ткань решено было исключить.

Таким образом, на втором этапе исследовалась поглотительная способность только БТВМ-К по ДТ с поверхности воды. Важно учесть, что данное исследование проводилось при многократном использовании базальтового картона, для определения возможности сокращения расхода поглотителя. С этой целью проводилась межцикловая регенерация, осуществляемая наиболее технически простым и энергетически сберегающим методом – статическим отжимом. Нами было также установлено, что в зависимости от структурно-механических свойств поглотителя достаточные для регенерации значения давления не должны быть одинаковыми. На основании экспериментальных данных было также установлено, что оптимальные способы механической регенерации могут быть различны (это является предметом отдельной публикации). Проведенное исследование явилось развитием оценочных количественных данных о величинах впитывания базальтовых материалов, определенных в работе [2].

Объектами сравнения явились дисперсные поглотители, положительно зарекомендовавшие себя на рынке. Здесь они зашифрованы нами (без указания фирм и марок) под номерами: образец 1 (на основе графита), образец 2 (на основе вермикулита), образец 3 (на основе поропласта), образец 4 (материал на основе пенополистирола), образец 5 (материал из отходов пенополистирола) [3].

Для наглядного представления впитывающие свойства поглотителей представлены на рисунке и в таблице 2.



Зависимость удельной массы дизельного топлива (M_1 , г/г), впитанного различными поглотителями, от кратности их использования (n)

Стоит учесть, что экспериментальное определение удельной массы ДТ, впитанного в поглотитель, производилось по оригинальной разработанной нами методике.

Таблица 2

Доля заполнения объема пор поглотителей (A , % об.) ДТ на первом цикле поглощения

Поглотитель	V_{Σ} , см ³ /г	A , % об.
Образец 1	20,4	99
Образец 2	18,1	30
Образец 3	40,0	30
Образец 4	42,52	40
Образец 5	42,52	47
БТВМ-К	24,6	83

Для более полной оценки впитывания дизельного топлива в таблице 2 представлены также:

1) суммарный объем порозности (V_{Σ} , см³/г) поглотителей из волокон, который рассчитывался по формуле [4]:

$$V_{\Sigma} = \frac{1}{\delta} - \frac{1}{d}, \quad (1)$$

где δ – кажущаяся плотность куска волокнистого материала, г/см³; d – его истинная плотность, г/см³; объем порозности слоя (V_{Σ} , см³/г) дисперсного материала, который можно рассчитать по формуле [4]:

$$V_{\Sigma} = \frac{1}{\Delta} - \frac{1}{\delta}, \quad (2)$$

где Δ – насыпная плотность, г/см³;

2) доля заполнения пор (A , % об.) нефтепродуктом у образцов поглотителей при первом цикле поглощения, которая рассчитывается по формулам для волокнистых материалов и дисперсных материалов соответственно:

$$A = \frac{V_1}{V_{\Sigma 1}} \left(\frac{V_1}{V_{\Sigma 2}} \right) \quad (3)$$

Видно (см. рисунок), что многоциклового режим работы образца 4 при отжиме данным способом невозможен, вследствие необратимого сжатия зерен поглотителя при регенерации.

Наименьшими значениями удельных масс впитанного ДТ при трех циклах работы обладают образцы 2 и 3 ввиду малой доли заполнения их пор (см. табл. 2), что в первом случае объясняется недостаточной гидрофобностью образца, в целом, и как следствие – низкой плавучестью большинства частиц образца; во втором случае – большей долей частиц с закрытыми порами (капиллярами).

При первом цикле работы образцов 1 и 5 и БТВМ-К они имеют практически равные значения удельной массы ДТ, впитанного ими, однако уже на втором и третьем циклах удельная масса ДТ, впитанного БТВМ-К, превосходит удельную массу ДТ, впитанного образцами 1 и 5. Объяснением этому служит, значительная потеря образцом 1 своей поглотительной способности по причине механического разрушения частиц при регенерации, а также последующего неполного восстановления зерен образца 5, в то время как образец БТВМ-К за счет упругости волокон структуры способен впитывать значительные количества ДТ (50...60 % от первичного объема) при повторных циклах использования. Таким образом, образец БТВМ-К несколько не уступает, а наоборот, превосходит по впитывающей способности широко используемых поглотителей.

Имея сведения о высокой термостойкости базальтовых материалов, было решено провести исследование их пожаротушающей способности. При этом из них было образовано одеяло, состоящее из двух слоев базальтовой ткани и слоя базальтового картона между ними для придания механической прочности за счет ткани.

Объектами сравнения были выбраны опытные образцы широко используемых пожаротушающих материалов: образец «а» – кошма на основе кремнезема; образец «б» – асбестовое одеяло.

Время процесса тушения модельного очага возгорания класса опасности А каждым из опытных образцами составляло 2 мин.

При накрытии очага возгорания базальтовым одеялом стойкое пламенное горение прекращалось практически мгновенно, а дым сквозь изделие не проникал. После двухминутной выдержки и затем снятия изделия

наблюдалось прозрачное задымление, но открытого пламя любой величины не наблюдалось. При испытании образца «а» стойкое пламенное горение прекращалось практически мгновенно после накрытия им очага возгорания, при этом наблюдалось проникновение дыма через образец. После его снятия по прошествии известного отрезка времени помимо прозрачного облака дыма наблюдалось открытое пламя незначительной величины. При испытании образца «б» также наблюдалось мгновенное прекращение пламенного горения, а сквозь образец проходило едва заметное облако дыма. После снятия образца «б» наблюдалось незначительное прозрачное облако дыма, но открытого пламени любой величины, как во втором случае, не наблюдалось.

По итогам испытания данных пожаротушающих средств изделие было признано равноценным асбестовому одеялу, что подтверждает целесообразность его использования в пожароопасных ситуациях.

Стоит отметить, что благодаря своим высоким прочностным свойствам базальтовая ткань может быть использована в качестве оболочки картона – в виде базальтового одеяла – при ликвидации разливов нефтепродуктов для сохранения целостности базальтового картона (БТВМ-К). Таким образом, это изделие будет достойным дополнением к ассортименту поглотителей нефтепродуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Базальтовое волокно. Базальтовый картон // ООО «Завод изоляции». – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.basaltfibre.com>. – Дата доступа. – 24.09.2006.
2. Многоцелевое средство для ликвидации ЧС (разливов жидкостей) / В.С. Быховская [и др.] // Экология, энергетика, экономика: межвуз. сб. науч. тр. – СПб.: Менделеев, 2006. – Вып. X. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. – С. 204.
3. Переработка органоминеральных техногенных отходов упаковочных материалов / И.И. Лопушинская [и др.]. // Экология, энергетика, экономика: межвуз. сб. науч. тр. – СПб.: С.-Петерб. ун-т, 2000. – С. 175.
4. Кельцев, Н.В. Основы сорбционной техники / Н.В. Кельцев. – М.: Химия, 1984. – 286 с.