

УСТАНОВКА БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Н.В. Чухарева<sup>1</sup>, Д.И. Борисов<sup>1</sup>

Научный руководитель – доцент Ю.А. Краус<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В работе рассматривается возможность установки боновых заграждений (БЗ) на весь период ледостава. Данный метод используется в связи с существующей проблемой по обеспечению и выполнению принятой в утвержденном плане ликвидации разливов нефти (ПЛРН) схемы локализации аварийных разливов нефти (ЛАРН) на подводных переходах магистрального нефтепровода (ППМН) в период ледостава, а именно в связи с отсутствием подъездных дорог к рубежам локализации № 2 ППМН и необходимостью осуществления существенных экономических затрат на обустройство подъездных дорог, в том числе на их дальнейшее содержание в нормативном состоянии.

По результатам проведения натурных испытаний ПЛРН было определено отсутствие подъездных дорог к рубежам локализации № 2 в период ледостава на 30 % ППМН, суммарная потребность капитального строительства подъездных дорог по самым минимальным оценкам составляет 53 км. В данном объеме работ не учитывались: объемы работ по расширению существующих геофизических профилей, и использование их в качестве участков подъездных дорог; не проводилось рекогносцировочное обследование, по результатам которого протяженность подъездных дорог может увеличиться.

Сущность данного метода состоит в установке БЗ во время установившегося периода ледостава с последующим их снятием перед периодом половодья. Установленные заранее БЗ будут работать в режиме ожидания (на весь период ледостава) и обеспечивать локализацию нефти с момента возникновения аварийной ситуации, что будет в полной мере обеспечивать требования Постановления Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 [2] устанавливающее фактическое время на ЛАРН не более 4 часов с момента обнаружения. Фактически, аварийный разлив нефти в случае аварии будет локализован с момента порыва или прокола трубопровода. В этом случае аварийным бригадам необходимо будет производить только утилизацию уже локализованной нефти. Так же при выборе места расположения рубежа локализации № 2 отпадет необходимость учета расстояния, которое пройдет пятно нефти за 4 часа с момента обнаружения аварийного разлива нефти и соответственно отпадет необходимость обустройства подъездных дорог в зависимости от этого критерия.

Определим возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности БЗ, установленными заранее, на незначительном расстоянии от ППМН (согласно РД-13.020.40-КТН-025-14 [1]).

1. Число линий БЗ, устанавливаемых на рубеже № 2, определяется по формуле (1):

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} - t_{пятна} \cdot Q_{НСС}$$

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (1)$$

где:

$V_{н.порыв}$  – максимальный объем нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м<sup>3</sup>;

$t_{пятна}$  – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч;

$Q_{НСС}$  – производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{уд.лин}$  – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м<sup>3</sup>;

$V_{уд.лин}^n$  – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м<sup>3</sup>.

Применительно к ситуации, когда БЗ устанавливаются заранее, на расстоянии от ППМН намного меньшем, чем принятое на сегодняшний день в ПЛРН, аварийные бригады не будут успевать устанавливать нефтесборники до подхода нефти на рубеж № 2, тем самым в формуле (1): необходимо исключить слагаемое  $Q_{НСС} \cdot t_{пятна}$  вследствие чего данная формула примет вид:

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} \quad (2)$$

$$\text{или: } V_{уд.лин} \geq (V_{вых} - V_{осаж}), \quad (3)$$

где:

$V_{вых}$  – объем нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м<sup>3</sup>;

$V_{осаж}$  – расчетный объем нефти, осажженной на берегах, испарившейся, осажженной на дно, но не более  $0,25 V_{вых}$ .

2. Произведем расчет правой части неравенства (3).

$V_{вых} = 422,1 \text{ м}^3$  – объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м<sup>3</sup> (данные ПЛРН);

$V_{осаж} = 0,022 \cdot L = 0,022 \cdot 2000 = 44 \text{ м}^3$  (применительно для рек шириной менее 60 м).

$$(V_{вых} - V_{осаж}) = 422,1 - 44 = 378,1 \text{ м}^3.$$

3. Произведем расчет левой части неравенства (3).

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (4)$$

## СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Необходимо произвести расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды каждой линией БЗ.

3.1 Произведем расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией БЗ:

$$V_{\text{уд}} = \left( \frac{0,5h}{1+k} \right)^4 \frac{(1+k)}{F(k)} \cdot \frac{H \cdot g}{12\nu_n \cdot \nu} \left( \frac{h_p - h}{h_p} \right) K_{\text{эф}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left( \frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}}, \quad (5)$$

где:

$H$  – ширина реки, м;

$h$  – полная высота подводной части БЗ, м;

$\nu_n$  – коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м<sup>2</sup>/с;

$K_{\text{эф}}$  – коэффициент, определяющий эффективность БЗ;

$\nu$  – скорость течения реки, м/с;

$h_p$  – средняя глубина реки, м.

$$V_{\text{уд}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left( \frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}} = 287 \frac{55}{0,45} \left( \frac{1,5 - 0,5}{1,5} \right) 0,5^4 \cdot 0,54 = 789,25 \text{ м}^3.$$

3.2 Выполним расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ.

$$V_{\text{уд.лин}}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{\text{эф}}, \quad (6)$$

где:  $L_n$  – расстояние между линиями БЗ, но не более  $L_n = H \cdot \text{ctg}(\alpha)$  (примем значение угла установки БЗ равным 20°).

$$V_{\text{уд.лин}}^2 = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{\text{эф}} = \frac{151,19 \cdot 55 \cdot 0,5}{4} \cdot 0,54 = 561,29 \text{ м}^3.$$

3.3 Выполним расчет суммарного объема нефти удерживаемого на поверхности воды двумя линиями БЗ.

$$V_{\text{уд.лин}} = \sum_n V_{\text{уд.лин}}^n = V_{\text{уд}} + V_{\text{уд.лин}}^2 = 561,29 + 789,25 = 1350,54 \text{ м}^3$$

По результатам расчетов: суммарный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями БЗ составил:  $V_{\text{уд.лин}} = 1350,54 \text{ м}^3$ , что значительно превышает максимальный объем нефти, поступающий на рубеж № 2  $V_{\text{н.порыв}} = (V_{\text{вых}} - V_{\text{осаж}}) = 378,1 \text{ м}^3$  и удовлетворяет условиям формулы (3).

Основные требуемые технические характеристики к конструкции БЗ: конструкция БЗ должна быть на жесткой основе и обеспечивать исключение негативного воздействия на флору и фауну водоёма; высота подводной части БЗ должна быть не менее 0,5 м [3]. В результате анализа конструкций БЗ было определено, что данным параметрам в наибольшей степени отвечают БЗ производства ЦБПО-ФЛ ОАО «Приволжскнефтепровод» – Заграждение боновое зимнее 3786.00.000 климатического исполнения У. Важным аспектом рассматриваемых БЗ являются данные из заводского паспорта о возможности установки данных БЗ на постоянной основе (вмораживание в лёд).

Расчет стоимости обустройства автодороги представлен в таблице 1.

**Таблица 1**

**Стоимость обустройства 53 км а/д**

№ п/п	Наименование работ	Стоимость работ т.р.	
		1 км	53 км
1	Подготовительные работы (планировка дороги)	7,198	381,494
2	Земляные работы (карьер не более 10 км)	3230,6175	171222,7275
3	Дорожная одежда (фракция 40-70 мм, толщина 200 мм) карьер не более 10 км	2414,165025	127950,7463
4	Пересечения, примыкания и разворотные площадки	586,8165	31101,2745
5	Стоимость материалов	708,2237	37535,8561
6	Инженерные сооружения (укрепление откосов, водопропуск 2 шт. на 1 км)	112,21515	5947,40295
7	Обустройство дороги	106,79625	5660,20125
8	Итого:	7166,032125	379799,7026

В результате проведенной работы: суммарный расчетный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями БЗ при условии полного перекрытия русла реки, установленными на расстоянии 2 км от ППМН, превышает объем утечек нефти при порыве (600,5 м<sup>3</sup>) и проколе (1046,4 м<sup>3</sup>); для обеспечения сдерживания расчетного объема нефти: угол установки БЗ не должен превышать 20°, и полная высота подводной части БЗ должна быть не менее 0,5 м. Согласно, выводам по результатам расчетов, отсутствует необходимость осуществления существенных экономических затрат, которые приведены в таблице 1, на обустройство подъездных дорог, в том числе на их дальнейшее содержание в нормативном состоянии. Стоимость установки БЗ на зимний период составила 1 228 312 р., стоимость обустройства подъездной автодороги на выбранном участке (3,3 км автодороги) составляет 23 647 906 р. Эффективность составляет 22 419 594 р.

Литература

1. РД-13.020.40-КТН-025-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти на переходах МН через водные преграды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gisprofi.com/gd/documents/> (дата обращения 18.10.2017 г.).
2. Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://consultant.ru/document/> (дата обращения 18.10.2017 г.).
3. Забела К.А., Красков В.А. и др. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2001.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ  
УГЛЕВОДОРОДОВ**

**А.А. Юркин**

Научные руководители: доцент Чухарева Н.В., доцент А.В. Рудаченко

*Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Современное развитие нефтяной отрасли предполагает наличие ресурсоэффективных технологий, которые базируются на технических, экономических и экологических принципах. Нарушение технологических режимов транспортировки углеводородов может привести к невозможным потерям природных ресурсов и нанести существенный экологический ущерб. Поэтому международные экологические стандарты ИСО 14000 предполагают повышенные виды ответственности к предприятиям, допустившим указанные нарушения [1]. Тем не менее, нефтяные компании ежегодно несут серьезные финансовые затраты, связанные с аварийными или чрезвычайными ситуациями при транспорте нефти и нефтепродуктов [2]. В связи с вышеуказанным, возникает необходимость в совершенствовании существующих и разработке новых эффективных и быстрореализуемых технологий локализации и утилизации нефтяных разливов.

Ежегодный объём поступающих на утилизацию углеводородов с загрязнениями, требует развития высокоэффективных, недорогих и экологически безопасных технологий, которые базируются на различных физико-химических методах разделения.

В настоящее время существуют как зарубежные, так и российские аналоги по очистке/утилизации нефтезагрязнений или нефтешламов. Проведённый литературный анализ позволил выявить наиболее востребованные технологии, разработанные российскими производителями (ООО ПКФ «Авантаж», ООО «Спецавтоком», ЗАО «РусЭкоПроект») и зарубежными производителями (ООО «Alfa laval», AG «MOG») [3 – 5].

Как одно из наиболее успешных решений, с точки зрения технической базы и экономической выгоды, была выбрана действующая шведская установка компании «Alfa laval», её основные характеристики представлены в таблице 1. Все расчёты были выполнены для одного месяца работы при пятидневном графике и обычной рабочей смене (восьмичасовой рабочий день), в расчётах использовались текущие цены на переработку жидкого нефтешлама, который является недорогостоящим для переработки продуктом, с ценой, находящейся в пределах 1250 руб/м<sup>3</sup>.

**Таблица 1**

*Характеристики установки компании «Alfa laval»*

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
ООО «Alfa laval»	45 кВт	13 000 000	9 м <sup>3</sup> /ч	Физ-хим-био.
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
-	34 560	-	1 800 000	7,5 мес.

Достоинствами шведского проекта являются высокое качество утилизации любых нефтепродуктов, его соответствие всем современным экологическим стандартам, высокая надежность и гарантированная техническая поддержка от производителя. Тем не менее, имеются недостатки, а именно: невозможность регенерации исходного сырья, что в свою очередь, оправдано высокой производительностью, а также необходимость в расходных материалах (картриджи для фильтров и химические реагенты).

Исходя из достоинств проекта компании «Alfa laval», учитывая его недостатки, авторами была предпринята попытка создания технологии импортозамещения (моделирование новой установки), с учётом перечисленных особенностей.

Проведенные расчеты, основанные на затратах при работе новой модельной установки от различных источников питания, показали, что одним из ключевых способов снижения себестоимости утилизации продукта может является возможность ведения работы стационарно. В то время как автономная полевая работа будет обходиться предприятию-потребителю в три-четыре раза дороже в зависимости от условий эксплуатации (таблица 2).