

*Авдейчев С.А.,  
Магистрант, 3 курс, «Институт заочного образования»  
Кафедра «Трубопроводный транспорт»  
Самарский государственный технический университет  
Россия, г. Самара*

*Соавтор: Багдасарова Ю.А., кандидат педагогических наук,  
доцент кафедры «Трубопроводный транспорт»  
Россия, г. Самара*

## **ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ**

***Аннотация:** Статья посвящена ликвидации нефти при аварийных разливах в акваториях. Рассмотрено несколько методов ликвидации и особенности их применения. В статье произведен расчет объемов и площадей разливов нефти при аварийных ситуациях на подводном переходе, так же отражены риски возникновения аварий и сделан анализ по их числу на магистральных нефтепроводах АО «Транснефть – Приволга»*

***Ключевые слова:** разлив, чрезвычайная ситуация, ликвидация.*

***Annotation:** The article is devoted to oil containment in case of accidental spills in water areas. Several methods of liquidation and features of their application are considered. The article calculates the volumes and areas of oil spills during emergencies at the underwater crossing, also reflects the risks of accidents and makes an analysis of their number on the main oil pipelines of Transneft - Privolga*

***Key words:** spill, emergency, response.*

После локализации нефтяных загрязнений основной задачей становится сбор нефти с поверхности воды.

Как и локализация, ликвидация разлива нефти производится в

зависимости от условий водного объекта. В зависимости от температуры, обстановки и масштабов разлива, легкие продукты при благоприятных условиях фактически исчезнут с поверхности водоема в течение 1-2 дней, легкие нефти - в течение 2-5 дней и нефти средней плотности - в течение 5-10 дней. Тяжелые нефти или нефти парафинового основания и тяжелые нефтепродукты сохраняются в течение более длительных периодов, но и они со временем рассеиваются естественным образом.

Средствами для сбора нефти с поверхности воды являются нефтесборщики, скиммеры, а кроме того ручные и механизированные нефтесборные устройства.

Если невозможен механический метод сбора нефти, сбор пролитой нефти организуется при помощи сорбентов. При невозможности либо низкой эффективности работы сорбентов могут использоваться химические рассеивающие препараты – дисперганты. Для их использования необходимо получить разрешение в установленном природоохранном органе.

Сбор разлитой нефти на берегу производится с помощью ручных нефтесборщиков, специальных комплексов для зачистки берега, а также сорбирующие маты, салфетки, тампоны.

К основным мероприятиям по ликвидации разлива нефти относятся:

1. сбор нефти с водной поверхности нефтесборщиками;
2. сбор нефти из обвалований;
3. сбор нефти с грунта при разливе нефти в пойме ППМН;
4. сбор остатков нефти на берегу ручными нефтесборщиками;
5. доочистка нефтяной пленки с водной поверхности и остатков нефти с береговых участков с помощью сорбентов и сорбирующих изделий;
6. удаление поверхностных нефтезагрязнений сорбентами;
7. удаление нефти из сорбирующих материалов многократного применения.

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов: механический, термический, физико-химический и биологический.

### **Технология ликвидации механическим способом**

Для сбора нефти на воде механическими способами могут быть запланированы два основных типа нефтесборных работ:

1. Стационарный сбор нефти, при котором применяют боны и нефтесборщики для локализации и удаления нефтяных пятен, начиная с источника разлива или на расстоянии от него, будь это в открытом водоеме или вблизи берега.

2. Передвижной способ сбора нефти, при котором применяются забортные скиммеры, при этом другие скиммеры размещаются в контактной подвеске буксируемого двумя судами бонового ограждения.

При использовании несамоходных нефтесборщиков следует привлечение технических средств, которые обеспечивают его работу, а именно буксиры, катера, прочие самоходные плавсредства.

Выбор нефтесборного оборудования и его размеров основывается на расчетном объеме разлитой нефти, ее свойстве и условиях водоема.

Стационарный сбор нефти производится с помощью нефтесборщиков. Принцип работы устройств у всех разный, но технология ликвидации одинакова. Нефтесборные устройства выбирают в зависимости от объема разлившегося продукта и его физическим свойствам.

### **Физико-химический метод**

Кроме механических способов сбора нефти на практике используют и физико-химические методы: адсорбцию и десорбцию.

Сорбенты - это материалы, собирающие нефть адсорбции и абсорбции (налипания или впитывания).

Основными требованиями, которые предъявляют к нефтесорбирующим материалам, являются: безвредность для окружающей среды; плавучесть;

гидрофобность (сорбент не должен впитывать воду); возможность повторного использования; доступная стоимость.

Именно по совокупности этих факторов определяется эффективность применения нефтесобирающих материалов.

Сбор нефти сорбентами является одним из возможных методов ликвидации разливов, когда работа других нефтесборных средств и специализированных плавсредств затруднена (малые глубины, ограниченные площади и т.д.).

Сорбенты разделяются по типам:

1. неорганические;
2. природные органические;
3. искусственные органические.

Существует несколько способов нанесения сорбентов, а именно на водную поверхность и под нефтяное одеяло. Нанесение осуществляется как ручным, так и механизированным способом. Нанесение происходит с помощью распылителя бункерного типа, который в качестве носителя использует воздух или воду и с использованием искробезопасного инструмента.

### **Сорбирующие изделия**

В целях локализации разливов нефтепродуктов обосновано использование и всевозможных порошкообразных, тканевых либо боновых сорбирующих материалов и изделий. Сорбирующие изделия используются в качестве технических средств для своевременной очистки водных и твердых поверхностей от загрязнителя и предоставляют возможность собрать нефтепродукты в наиболее труднодоступных участках.

В связи с различиями объемов возможных разливов, а также объектов, где эти разливы могут произойти, имеются различные виды сорбирующих изделий: пластины, полотна, подушки, салфетки, маты, рулоны.

Сорбенты при взаимодействии с водой, начинают незамедлительно впитывать нефть. Максимальное насыщение происходит в первые десять секунд. Для удобства использования существует широкий диапазон сорбирующих изделий.

### **Биологический метод**

Данный метод применяется как дополнительный метод по ликвидации разливов нефти уже после использования механического и физико – химического методов. Биологическая очистка воды или почвы базируется на приемах, обеспечивающих стимуляцию естественных процессов деградации нефти и нефтепродуктов в воде. С этой целью происходит обработка загрязненной нефтью водной поверхностью суспензиями, содержащими активные культуры нефтеокисляющих бактерий и поверхностно-активные вещества. Такой метод очистки воды, как правило, осуществляется непосредственно на месте загрязнения.

### **Расчет объемов и площадей разливов нефти.**

Прогнозирование объёмов разливов нефти выполняется в соответствии с требованиями, установленными Постановлением Правительства РФ № 613 для следующих объектов Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга»

- трубопровод при порыве – 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между задвижками на участке трубопровода;
- трубопровод при проколе – 2 % максимального объема прокачки в течение 14 дней.

Прогнозирование площадей разлива нефти выполнено для ситуационных моделей развития наиболее опасных ЧС(Н) с максимально-возможными объемами разливов нефти на переходах через водные преграды Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга».

Прогнозирование площадей разлива нефти в пойме выполнено с привязкой к местности относительно максимально-возможных объемов разливов нефти с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий,

времени года, суток, экологических особенностей и характера малых водотоков в границах переходов МН Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга» через водные преграды.

Результаты расчетов максимально возможного объема и площади разлива нефти при аварии на подводных переходах МН Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга», рассчитанные согласно требованиям Постановления Правительства РФ № 613 [2] предоставлены в таблице Максимальный объем (масса) разлива согласно ПП РФ №613 [2] при проколе на ППМН «НКК» 2222 км через р. Самара 82289,41 м<sup>3</sup> (71312 т) и при порыве на ППМН «НКК» 2222 км через р. Самара – составит 20831,70 м<sup>3</sup> (18052,75т). В соответствии с ПП РФ №613 [2], разлив нефти в таком объеме является ЧС(Н) федерального значения. Уровень Плана, в соответствии с требованиями Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти территории Российской Федерации [1], определен как «Федеральный».

В связи с тем, что АО «Транснефть-Приволга» осуществляет диспетчерский контроль за режимом работы МН, дистанционное управление за работой МН и периодический осмотр трассы МН. с учетом перевальных точек на МН (мест с максимальной высотной отметкой на участке трассы, препятствующих вытеканию нефти из участков расположения ниже по высотным отметкам, при отсутствии внешнего давления) прогнозирование (определение) фактических объёмов разливов нефти выполнено с учетом вышеперечисленных условий:

Объем возможного разлива нефти при проколе трубопровода  $V_{\text{прокол}}$ , м<sup>3</sup> определяется по формуле

$$V_{\text{прокол}} = Q_{\text{min}} \cdot T_{\text{обсл}}, \quad (1)$$

где  $Q_{\text{min}}$  – минимальный расход утечки, обнаруживаемый СОУ, СДКУ, м<sup>3</sup>/ч;

$T_{\text{обсл}}$  – максимальное время, затраченное на обнаружение утечки, ч (определяется графиком патрулирования трассы МН обходчиком, воздушного патрулирования).

Объем возможного разлива нефти при порыве трубопровода  $V_{порыв}$ , м<sup>3</sup>, рассчитывается в два этапа. На первом этапе определяется объем утечки, соответствующий периоду времени с возникновения аварийной ситуации до момента закрытия секущих задвижек.

$$V_{порыв1} = 0,25 \cdot Q_{час} \cdot T_{реагир}, \quad (2)$$

где  $Q_{час}$  – производительность перекачки нефти по участку МН, м<sup>3</sup>/ч;

$T_{реагир}$  – время до закрытия задвижек, ч. Определяется в соответствии с технологическим режимом МТ, временем реагирования оперативным персоналом и представляется ОСТ.

На втором этапе рассчитывается объем утечки нефти из аварийного участка МН,  $V_{стока}$ , м<sup>3</sup>, при закрытых отсекающих задвижках и сбросе внутреннего давления.

$$V_{стока} = \frac{\pi \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2}{4} \cdot L_{стока}, \quad (4)$$

где  $D$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$\delta$  – толщина стенки трубопровода, м;

$L_{стока}$  – суммарная длина участков стока, м.

Суммарная длина участков стока определяется путем анализа продольного профиля перехода МН через водную преграду:

- определяются глубины водной преграды в межень и в половодье;
- определяется вакуумметрическая высота не стекающего столба нефти в межень и в половодье. При нахождении дефекта под водой вакуумметрическая высота  $h_{в+воды}$ , м, будет зависеть от глубины расположения дефекта и определяется из соотношения:

$$h_{в+воды} = \frac{(\rho_{воды} \cdot h_{воды} \cdot g) + (P_{атм} - P_{нас.пар.}) \cdot 10^6}{\rho_{неф.} \cdot g},$$

где  $\rho_{воды}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$h_{воды}$  – высота столба воды над дефектом (глубина водной преграды в месте дефекта), м.

Для прогнозирования принимается расположение возможного дефекта в самой глубокой точке водной преграды, высота столба воды над дефектом равна максимальной глубине водной преграды;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$P_{атм}$  – атмосферное давление, МПа;

$P_{нас.пар.}$  – давление насыщенных паров нефти, МПа;

$\rho_{неф.}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Определяются и наносятся на продольный профиль координаты  $Y_{верх}$ , мБС, верха столба нефти в межень и в половодье. Координата  $Y$  верха столба нефти определяется по формуле

$$Y_{верх} = Y_{тр} + h_{в+воды},$$

где  $Y_{тр}$  – отметка верха трубы в месте предполагаемого дефекта, мБС;

$h_{в+воды}$  – вакуумметрическая высота, м.

Выявляются и определяются по продольному профилю координаты  $X$  и  $Y$  участков стока нефти в межень и в половодье.

Определяются длины участков стока нефти в межень и в половодье. Длина каждого участка стока  $L_{a-b}$ , м, определяется по формуле

$$L_{a-b} = \sqrt{(X_b - X_a)^2 + (Y_b - Y_a)^2},$$

где  $X_a, Y_a$  – координаты задвижки или перевальной точки, лежащей выше по отметкам верха столба нефти в межень и в половодье;

$X_b, Y_b$  – координаты верха столба нефти в межень и в половодье.

При отсутствии на профиле точек с координатами  $Y$ , превышающими координаты  $Y$  верха столба нефти длина участков стока равна «0». Сток не происходит.

Общий объем утечки при «порыве»,  $V_{порыв}$ , м<sup>3</sup>, определяется по формуле

$$V_{порыв} = V_{порыв} + V_{стока}.$$



Таблица 1 – Прогнозирование объемов и площадей разливов нефти на переходах через водные преграды МН Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга»

п/п	Наименование МН	Нитка (осн., рез.)	Водная преграда	Максимальный суточный объем прокачки, т/сутки	Утечка при проколе по ПП №613				Утечка при порыве по ПП №613			
					Объем, м <sup>3</sup>	Масса, т	Площадь разлива на суше, м <sup>2</sup>	Площадь разлива на водотоке, м <sup>2</sup>	Объем, м <sup>3</sup>	Масса, т	Площадь разлива на суше, м <sup>2</sup>	Площадь разлива на водотоке, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Бавлы-Куйбышев	осн.	р. Самара	14857,14	4858,11	4160	24290,55	971622	1417,73	1214,00	7088,66	283546
	Бавлы-Куйбышев	рез.		14857,14	4858,11	4160	24290,55	971622	1439,97	1233,04	7199,84	287993
	Кротовка-Куйбышев	осн.		12285,71	4047,06	3440	20235,29	809412	1237,36	1051,76	6186,81	247473
	Бугуруслан-Сызрань	осн.		26571,43	8760,16	7440	43800,78	1752031	2613,37	2219,54	13066,86	522674
	Бугуруслан-Сызрань	рез.		26571,43	8760,16	7440	43800,78	1752031	2617,64	2223,16	13088,20	523528
	Муханово-Куйбышев	осн.		26857,14	8847,06	7520	44235,29	1769412	2642,06	2245,75	13210,30	528412
	НКК	осн.		254685,71	82289,41	71312	411447,03	16457881	20831,70	18052,75	104158,50	4166340
	НКК	рез.		254685,71	82289,41	71312	411447,03	16457881	20080,10	17401,42	100400,52	4016021

### Риск возникновения ЧС

В соответствии РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах», согласованных с органами МЧС России и Ростехнадзора на и более вероятные разливы нефти, наблюдающийся в 70% случаях, классифицируются как «свищ», расход через которые будет составлять менее 2% перекачки нефти, т.е. по классификации ПП РФ № 613 такие аварии можно отнести к «проколу».

Другие аварии: «трещина» и «гильотинный разрыв» наблюдаются в 30% случаях (из них «гильотинный разрыв» в 3% случаях) и могут классифицироваться как «порыв».

Статистика аварий на магистральных трубопроводах ПАО «Транснефть» приводящих к потере нефти/нефтепродуктов, и их классификация по причинам за период 1991-2017 гг., представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Статистика аварий на магистральных трубопроводах ПАО «Транснефть»

№ п/п	Показатель				Причины аварии				
	Годы	Протяженность эксплуатируемых нефтепроводов, км	Число аварий	Приведенное число аварий к 1000 км	Коррозия	Заводской дефект	Брак СМР	Механическое повреждение трубопроводов	Прочие, включая ошибки эксплуатации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1991	48100	9	0,19	1	2	4	2	–
2	1992	48100	10	0,21	–	–	2	4	–
3	1993	48100	12	0,25	2	1	4	4	1
4	1994	49600	6	0,12	1	2	1	2	–
5	1995	47200	7	0,15	2	2	3	–	–
6	1996	47200	9	0,19	2	1	4	2	–
7	1997	47200	6	0,13	–	–	3	2	1
8	1998	47200	3	0,06	–	–	3	–	–
9	1999	47200	3	0,06	1	–	–	1	1
10	2000	47200	2	0,04	1	–	–	1	–
11	2001	48500	4	0,08	1	–	1	1	1
12	2002	48500	2	0,04	–	1	1	–	–
13	2003	48500	2	0,04	–	–	–	2	–
14	2004	48700	3	0,06	–	2	–	1	–
15	2005	48700	2	0,04	–	1	–	1	–
16	2006	47978	3	0,06	2	–	–	–	1
17	2007	47869	2	0,04	–	–	1	1	–
18	2008	48529,18	5	0,1	–	1	–	2	2
19	2009	50142,28	5	0,099	1	–	1	–	3

20	2010	50176	2	0,02	–	–	–	1	1
21	2011	51395,03	1	0,02	–	–	–	–	1
21	2011	51395,03	1	0,02	–	–	–	–	1
22	2012	70562	5	0,071	–	–	–	2	3
23	2013	72864	2	0,027	–	2	–	–	–
24	2014	73003	0	0	–	–	–	–	–
25	2015	71180	2	0,014	1	-	-	-	1
26	2016	69081	1	0,014	-	-	-	1	-
27	2017	69000	1	0,014	-	-	-	1	-

Использование новых технологий внутритрубной диагностики трубопроводов и проведение выборочных ремонтов дефектных участков по данным диагностики позволило кардинальным образом уменьшить количество аварий, и, тем самым, существенно повысить уровень промышленной и экологической безопасности нефтепроводов ПАО «Транснефть».

В целом отмечено значительное снижение количества аварий и за последние 5 лет по МН Компании оно составило до 2-х аварий в год, что соответствует величине  $1,66 \cdot 10^{-5} \text{ 1/(км}\cdot\text{год)}$ .

Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных трубопроводах ПАО «Транснефть» с 1991 по 2017 г., позволил выделить следующие основные группы причин возникновения аварий, которые приведены в таблице 3.

Таблица 3– Основные причины аварий на магистральных нефтепроводах/нефтепродуктопроводах

№ п/п	Причины аварий	% от общего числа аварий	
		за весь период	за последние 5 лет
1	2	3	4
1	Коррозия	13,64	0
2	Заводской дефект	13,64	40
3	Брак СМР	25,45	0
4	Механические повреждения трубопроводов	28,18	40
5	Прочие, включая ошибки	15,45	20

Как видно из приведенных данных за весь период эксплуатации, для нефтепроводных систем ПАО «Транснефть» большинство аварий на магистральных нефтепроводах имели место вследствие механического повреждения трубопроводов и брака строительно-монтажных работ нефтепроводов, вызванных деятельностью сторонних организаций и строительной техникой.

К наиболее значимым причинам аварийных отказов на линейной части магистральных нефтепроводов, которые могут привести к разгерметизации трубопроводов с выбросом большого количества нефти, относятся:

- некачественное выполнение монтажных стыков и стыков, сваренных на стеллажах, механические несквозные повреждения тела трубы (вмятины, царапины, задиры), нанесенные при строительстве;

- сквозные пробоины трубопровода строительной техникой, повреждения запорной арматуры, вантузов, манометрических приборов, а также повреждение ремонтной техникой в процессе капитального ремонта нефтепровода;

- наличие дефектов в металле труб, некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты запорной арматуры и соединительных деталей трубопроводов;

- внутренняя коррозия в виде язв, свищей вследствие перекачки обводненных нефтей с агрессивными компонентами, сплошная равномерная и неравномерная внешняя коррозия, возникающая вследствие естественного старения изоляционного покрытия или некачественного нанесения изоляции при строительстве, неэффективной работы системы ЭХЗ.

Возможны также порывы трубопроводов вследствие нарушений технологии перекачки из-за ошибок оперативного и ремонтного персонала, остановок перекачки при резком исчезновении напряжения в сети электроснабжения.

Следует также отметить снижение в последнее время количества аварий, возникающих по причине брака строительного-монтажных работ вследствие введения процедур жесткого контроля на всех этапах строительства МН (регламентирование и контроль производства и доставки трубной продукции, применение автоматизированной сварки трубопровода со 100 % контролем неразрушающими методами сварных стыков, испытание и диагностирование трубопровода перед вводом его в эксплуатацию и т.п.). Вместе с тем аварии, возникающие по причине внешнего механического воздействия на линейную часть нефтепровода, включающие силовое воздействие механическими средствами, несанкционированные и преднамеренные действия сторонних лиц с целью хищения нефти, а также аварии, возникающие по иным причинам, включая ошибки эксплуатации, имеют место быть – поэтому оперативная ликвидация аварий одно из ведущих направлений над которым всегда работают эксперты.

Исходя из всего выше сказанного хотелось бы в качестве вывода привести последствия нефтяных загрязнений.

1. Нарушается ход естественных процессов, что приводит к изменению условий обитания живых организмов. Пролитая нефть из танкеров, трубопроводов несет гибель всему, с чем соприкасается: уничтожается вся растительность, районы поражения становятся непригодными для обитания каких-либо животных. К примеру, некогда кишацие жизнью мангровые болота теперь исчезают и уходят в историю.

2. Нефтяная пленка на поверхности водоема нарушает его биологические процессы и вызывает дефицит кислорода, изменяя состав воды. Оседающие на дне масла и мазут дают вторичное загрязнение. Все это приводит к уменьшению популяции рыб, водоплавающих птиц и млекопитающих. Символом экологической катастрофы вызванной нефтяной промышленностью стала покрытая нефтью птица.

3. Нефть наносит необратимый ущерб и здоровью человека, попадая в хозяйственно-питьевые водоемы и объекты. За последние только годы количество онкологических заболеваний возросло почти в два раза в таких городах, как Лангепас, Мегион, Радужный. В Нижневартовске питьевая вода загрязнена нефтепродуктами на 97%.

Актуальность данной темы видна не вооруженным взглядом, так как последствия от аварийных разливов будут давать о себе знать еще многие десятилетия.

### **Список использованной литературы:**

1. Приказ Ростехнадзора «Об утверждении порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» от 19 августа 2011 г. № 480.

2. ГОСТ 12.4.011 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

3. Рабочая документация АО «Транснефть – Приволга», «Ситуационный календарный план по локализации и ликвидации разлива нефти на подводном переходе через реку Самара» от 2019г., 395 страниц.

4. РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах» от 2017г., 345 страниц.