

*Филиппов Н.С.,
студент
2 курс, кафедра «Техносферная безопасность»
Институт Сервиса и отраслевого управления
Россия, г. Тюмень*

ОРГАНИЗАЦИЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

***Аннотация:** Статья посвящена изучению организационных мероприятий, проводимых при ликвидации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов. Рассмотрены особенности выполнения работ в зимнее время.*

***Ключевые слова:** Подводный переход магистрального нефтепровода; Организационные мероприятия.*

***Annotation:** The article is devoted to the study of organizational measures taken during the elimination of accidents at underwater crossings of main oil pipelines. Features of performance of works in winter time are considered.*

***Key words:** Underwater crossing of the main pipeline; Organizational arrangements.*

Информация о возникновении аварии регистрируется оператором НП, ЛПДС, ПС, диспетчером РДП. Ими принимаются меры по проверке этой информации (проверка и подтверждение технологических параметров перекачки: производительности по участкам нефтепродуктопровода, давления). Все результаты докладываются руководству и регистрируются.

После получения информации об аварии, для ее точного места обнаружения и определения характера, руководитель организует сбор и выезд аварийной бригады (патрульной группы).

Все группы индивидуального действия (группа по выполнению работ по ликвидации аварии, патрульная по определению выхода нефтепродукта и района загрязнения) должны обеспечить двустороннюю связь с диспетчером РДП [1, с. 141].

Информация об процессе обследования старшим аварийной бригады (группы) передается диспетчеру РДП, оператору ПС, ответственному руководителю работ, назначенному приказом ПО из числа руководителей АВС, АО, ПО, ПС, ЛПДС. Очередность передачи информации определяется инструкциями и оперативной обстановкой.

Вся информация о работе в начальный период по ликвидации аварии фиксируется диспетчером, а в случае организации штаба по ликвидации аварии данная функция передается ответственному лицу. Штаб или ответственное лицо периодически (однако, не реже одного раза в два часа) информируют диспетчера РДП ПО АО о работе на месте аварии.

Информации об аварии для территориальных органов Минтранса России, контролирующих организаций надзора (государственные бассейновые управления судоходства и водных путей, отделения Российской транспортной инспекции, государственные речные судоходные инспекции бассейнов) и др., передаются за подписью лица ответственного за ликвидацию аварии или руководства АО.

После определения категории аварии и характера руководством ПО принимается решение о направлении средств и сил для ликвидации аварии (по согласованию с АО, собственными силами или же с привлечением близлежащих организаций).

При получении сообщения об аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов необходимо незамедлительно уведомить об этом территориальный орган Госгортехнадзора России, который осуществляет надзор за ППМН, направить информацию в письменном виде в его адрес.

Не позднее 30 дней с даты обнаружения аварийной утечки или аварии АО, эксплуатирующее подводных переходах магистральных нефтепроводов, обязано в адрес территориального органа Госгортехнадзора России направить отчет в установленной форме.

При получении информации об аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов, который проходит в одном техническом коридоре с иными коммуникациями, руководитель работ по ликвидации аварии (самостоятельно или через диспетчера), сообщает по телефону о случившемся владельцам этих коммуникаций согласно списку.

Организации-владельцы коммуникаций и диспетчер действуют согласно утвержденному Положению о взаимоотношениях и плану ликвидации возможных аварий.

При получении информации об аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов руководитель по ликвидации аварии, руководитель ПО АО, АО или диспетчер действуют в зависимости возможных последствий аварии и от ее тяжести [2, с. 3].

В случае аварии с последствиями II-й категории (с минимальными последствиями, влияющими на окружающую среду), при отсутствии угрозы другим объектам и коммуникациям, руководитель работ по ликвидации аварии или диспетчер (или лицо, уполномоченное им) сообщают о случившемся по согласованию с руководителем:

- местным органам власти - дежурному или главе администрации района (города);
- представителям ГУГПС МВД России;
- инспектору по надзору за ППМН;
- представителям Минприроды России;
- представителям Минтранса России (государственные бассейновые управления водных путей и судоходства, отделения Российской транспортной инспекции, государственные речные судоходные инспекции бассейнов,).

При авариях с последствиями I-й категории (при наличии угрозы соседним коммуникациям, с попаданием разлившегося нефтепродукта в реку, с возможными последствиями, влияющими на окружающую среду), руководитель по ликвидации аварии или по его поручению сообщают о случившемся:

- местным органам власти - главе или дежурному администрации района (города), поселка, села (по месту аварии);
- в соответствующие структуры МЧС России (подразделения по делам ГО);
- в территориальные органы Госгортехнадзора России, СЭН, Энергонадзора России, курирующие рассматриваемый переход ППМН;
- ГУГПС МВД России Госкомрыболовства России, представителям Минприроды России, Минтранса России (государственные бассейновые управления водных путей и судоходства, государственные речные судоходные инспекции бассейнов, отделения Российской транспортной инспекции) инспекции водных путей (для судоходных рек) [3, с. 216].

Взаимодействие с ними производится в зависимости от конкретной обстановки на месте аварии.

При авариях с последствиями I-й категории, при наличии угрозы соседним коммуникациям, сооружениям руководство или ближайшим населенным пунктам, попаданием нефтепродукта в водоемы и реку АО организует передачу сообщения об аварии всем местным органам власти и организациям.

При планировании мероприятий по ликвидации последствий аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов обязательно должны учитываться не только руслоформирующие и гидравлические процессы, а также климатические особенности расположения географического района. Информация о природно-климатических условиях расположения трубопровода показывают, что мероприятия по локализации на поверхности

водоемов нефтяных загрязнений усложняется при наличии ледяного покрова в зимний период.

Локализация пятна нефтепродукта и направление его в зону сбора при наличии ледового покрова производится с помощью создания во льду направляющих прорезей.

Прорези располагаются под углом к течению реки, завися от скорости течения (в строгом соответствии с советовать углами установки Бз). По завершении адресовать прорези устраивается майна для размещения нефтесборщика и вспомогательные оборудования. Для направления нефтепродукта к месту сбора ставится заграждение в виде постоянного полотна из листовых материалов с вмораживаемой верхней кромкой, опускаемого под лёд на глубину 0,5-0,7 м.

Ледорезные работы при глубине вода более 0,5 м допускается после определения приведённой толщины ледяного покрова и его способности выдержать нагрузку (работающей техники).

При измерении толщины ледяного покрова в расчёт берётся только прочный лёд, а слой снежного и пористого пропитанного льда не учитывается в воде [4, с. 202].

Для предохранения прорези и майн от промерзания нужно использовать меры по утеплению. Для утепления должны создаваться каркасные укрытия парникового типа с подачей вовнутрь тепла. И при всем этом нужно обеспечивать контроль изменения толщины льда в целях обеспечения безопасности работающего сотрудники [5, с. 58]. Помимо мер по утеплению для предохранения майн от промерзания могут использоваться другие методики.

Технологическая последовательность ледорезных работ заключается в:

- очистке от снега льда;
- установке вешек на льду и разбивке створа;
- установке в створе ледорезной машины;

- резке ледорезной машиной льда;
- извлечении карт льда (участки ледового покрытия водоема (реки), вырезанные в процессе сооружения майны) из майны;
- удалении карт льда от майны.

Анализ аварий на подводных переходах магистральных участков нефтепроводной сети показал, что причинами разрушений являются дефекты различного происхождения (сварочные, механические, коррозионные, металлургические). Негативная роль дефектов усиливается, если имеются перегрузки различного происхождения (размывы, гидроудары, ремонтные перенапряжения), нарушена защита от коррозии, допущены конструктивные ошибки,

Анализ возможных сценариев возникновения и развития ЧС на магистральных нефтепроводах на подводных переходах показал, что при наличии источника зажигания и при вышеприведенных условиях начнется пожар пролива, который будет сопровождаться тепловым излучением и задымлением территории.

Использованные источники:

1. Гумеров А.Г., Ахметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2018. – 271 с.
2. Дадонов Ю.А., Лисанов М.В., Гражданкин А.И., Печеркин А.С., Сидоров В.И., Дегтярев Д.В., Сумской С.И. Оценка риска аварий на магистральных нефтепроводах КТК-Р и БТС//Безопасность труда в промышленности. – 2017. - №6. - С.2-6
3. Декларация промышленной безопасности объектов АО "Транснефть-Сибирь". – 349 с.
4. Добронравов С.С., Дронов В.Г. Строительные машины и основы автоматизации: Учебник для строит. вузов. - М.: Высш. шк., 2016.- 575 с.

5. Евтюшкин Н.М., Панарин В.М. Методика расчета сил и средств для тушения пожаров. – М.: Научно-исследовательский и редакционно-издательский отдел, 2016. – 72 с.