



КазТрансОйл

СОГЛАСОВАНО
Директор
Мангистауского филиала
РГП на ПХВ «ПВАСС»

Б. Сарман
« 15 » 05 2018г.

УТВЕРЖДАЮ
Начальник
Мангистауского НУ
АО «КазТрансОйл»
А. Джулдасов
« 15 » 05 2018 г.

**ПЛАН
ЛИКВИДАЦИИ АВАРИИ НА ЛПДС, ГНПС, НПС, СПН, БПО, ЦТТ_иСТ,
ЦС, ЦХЛ И ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ
МАНГИСТАУСКОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО УПРАВЛЕНИЯ
на 2018 год**

г. Актау

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|-------|---|
| | Список использованных сокращений |
| | Введение |
| I. | Оперативная часть |
| 1.1. | Общие положения |
| 1.1.1 | Основания для составления плана ликвидации аварий |
| 1.1.2 | Область применения плана |
| 1.1.3 | Обнаружения аварии, пожаров, угрозы возникновения или возникновения чрезвычайных ситуаций |
| 1.1.4 | Планы и профили МН «Узень-Жетыбай-Актау», «Каламкас-Каражанбас-Актау», «Узень-Атырау-Самара», «Северные Бузачи-Каражанбас», нефтепровод к битумному заводу на базе АЗПМ. |
| 1.2. | Перечень аварий на которые привлекаются подразделения профессиональных аварийно-спасательных служб для поиска и спасения людей |
| 1.3. | Маршруты следования к месту возможных аварий на магистральных нефтепроводах «Узень-Жетыбай-Актау», «Каламкас-Каражанбас-Актау», «Узень-Атырау-Самара», «Северные Бузачи-Каражанбас», нефтепровод к битумному заводу на базе АЗПМ. |
| 1.4. | Правила и сроки оформления установленной документации |
| 1.5. | Виды производственно - технологической связи по МНУ |
| 1.6. | Перечень необходимой технической документации для организации работ по ликвидации аварий на МН |
| 1.7. | Объем предполагаемого стока нефти в зависимости от рельефа местности |
| 1.8. | Виды возможных аварий и инцидентов |
| 1.9 | Распределение аварий по категориям |
| 1.10 | Особенности организации АВР на сложных участках трассы |
| 1.11 | Перечень технических средств необходимых, для ликвидации аварий |
| 1.12 | Примерные нормативы времени на ликвидацию аварии и инцидентов |
| 1.13 | Список членов противопожарной службы (добровольного противопожарного формирования) |

| | |
|----------|---|
| 1.14 | Сведения об охране труда и пожарной безопасности при ликвидации аварий |
| 1.15 | Мероприятия по предотвращению разлива и загорания продукта |
| 1.16 | Мероприятия по обследованию состояния трубопровода после ликвидации аварии |
| 1.17 | Мероприятия по сбору и утилизации разлитой нефти и ликвидации последствий разлива нефти |
| 1.18 | Мероприятия по спасению и защите людей |
| 1.19 | Мероприятия по спасению (сохранению) материальных ценностей |
| 2 | Распределение обязанностей между должностными лицами, персоналом, участвующим в ликвидации аварий, порядок их действий |
| 2.1. | Схема и порядок оповещения организаций, должностных лиц МНУ при возникновении аварии, пожаров, угрозы возникновения или возникновения чрезвычайных ситуаций |
| 2.2. | Обязанности должностных лиц и персонала, участвующих при возникновении аварии, пожаров, угрозы возникновения или возникновения чрезвычайных ситуаций |
| 2.2.1 | Обязанности бортоператора (летного наблюдателя) |
| 2.2.2 | Обязанность линейного обходчика (персонала АВП, участка АСУ, ЭХЗ и патрульной группы службы охраны) |
| 2.2.3 | Обязанности оператора ГНПС «Актау», ЛПДС «Каражанбас», ГНПС «Узень», ЛПДС «Бейнеу», НПС «Жетыбай» |
| 2.2.4 | Обязанности главного инженера НУ |
| 2.2.5 | Обязанности главного инженера НУ |
| 2.2.6 | Обязанности начальника СЭМТ |
| 2.2.7 | Обязанности начальника НПС, ГНПС, ННП |
| 2.2.8 | Обязанности начальника ЦТТ и СТ |
| 2.2.9 | Обязанности АО «Транстелеком» по организации связи |
| 2.2.1 | Обязанности персонала профессиональных подразделений (АСС, АСО) |
| 2.2.1 | Обязанности ведущего инженера по промышленной безопасности |
| 2.2.1 | Действия группы патрулирования АВП начальный период после обнаружения аварии |
| 3 | Список должностных лиц и учреждений, которые немедленно извещаются об аварии |
| 3.1 | Список должностных лиц МНУ, которые должны быть немедленно извещены об аварии, взрыве, пожаре |
| 3.2 | Список должностных лиц и организаций, которые должны быть немедленно извещены об аварии, взрыве, пожаре |
| 3.3 | Перечень организаций, порядок их оповещения, проходящих в одном техническом коридоре, при возникновении аварийных ситуаций |

| | |
|-----|--|
| 3.4 | Список субъектов землепользователей по Мангистаускому НУ с указанием границ раздела земель по километражу МН |
| 3.5 | Порядок взаимоотношений и взаимодействия с другими организациями |
| | Приложение 1 Технологическая схема ГНПС «Актау» |
| | Приложение 2 Технологическая схема ЛПДС «Каражанбас» |
| | Приложение 3 Технологическая схема ЛПДС «Бейнеу» |
| | Приложение 4 Технологическая схема НПС «Жетыбай» |
| | Приложение 5 Технологическая схема ГНПС «Узень» |
| | Приложение 6 Порядок представления сообщений по фактам аварий и инцидентов, произошедших на производственных объектах АО «КазТрансОйл», приведших к остановке перекачки и приема нефти, выходу её на поверхность вследствие повреждения трубопровода, несанкционированных врезок, а также ДТП, несчастных случаев и иных повреждений здоровья работников, связанных с трудовой деятельностью |
| | Приложение 7 Оперативный журнал по ликвидации аварий |
| | Приложение 8 Оперативное сообщение о происшествии |
| | Приложение 9 Официальное сообщение о происшествии |
| | Приложение 10 Официальное сообщение о проведении учений |
| | Приложение 11 Лист ознакомления |

1.15 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ РАЗЛИВА И ЗАГОРАНИЯ ПРОДУКТА

1. Если на пути движения разлитой нефти, заблаговременно созданы запруды на водотоках или амбары для нефти, руководитель НПС (ГНПС) или АВП организует дежурство на них, с целью своевременного принятия мер по предотвращению перелива нефти и регулирования сброса воды. В тех местах, где отсутствуют сооружения для задержания нефти, устраиваются временные запруды.

2. Обвалование земляных амбаров должны устраиваться, начиная с пониженных мест, со стороны жилых поселков, водоемов, рек, дорог, лесных массивов. Амбар для нефти должен быть устроен не ближе 50 м от места производства ремонтных работ. Высота земляного вала не должна превышать 1,5 м, при ширине по верху не менее 0,5 м и крутизне склонов не более 45⁰ С, в нижней части амбара необходимо устроить дренаж.

3. Автотракторная техника, механизмы, средства радиосвязи, а также технические средства, не используемые при ликвидации аварии, следует располагать по отношению к разлитой нефти,

земляному амбару и ремонтируемому участку с наветренной стороны, на расстоянии не менее 100м от них.

4. В целях недопущения перелива амбара при его наполнении, необходимо обеспечить подсыпку грунта или регулирование откачки нефти. Разность отметок уровня нефти и верха обвалования должна быть не менее 0,5 м.

5. В случае попадания перекачиваемой нефти в реки, устраивают боновые заграждения, устанавливаемые поперёк реки в более спокойном её течении, а на мелких реках в заранее выбранных или подготовленных местах используют специальные маты из соломы, камыша или применяют боновые заграждения из подручных материалов (ж/д шпал, досок, брёвен).

6. При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель трубопроводного объекта (цеха) или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе на объекте (цехе) аварийного режима и задействовании ПЛА и оперативного плана пожаротушения, доложить об этом диспетчеру ГДУ и руководству НУ.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

- прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии или пожара, в соответствии с ПЛА и ОППТ;
- в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- вызвать (согласно списка оповещения) противопожарную, медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;
- на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;
- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства пожаротушения;
- обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горящей нефти, обрушении конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;
- одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов
- зданий, технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;

При возникновении пожара создается объектовый штаб тушения пожара, в который входят руководящие работники объекта и противопожарной службы. Руководителем тушения пожара является старший начальник противопожарной службы. Руководящие работники объекта, являющиеся членами штаба, должны оказывать помощь руководителям тушения пожара в решении вопросов, связанных с особенностями технологического процесса производства.

7. Руководство объекта, входящие в штаб тушения пожара должны:

- консультировать руководителя тушения пожара по всем вопросам технологического процесса производства и специфическим особенностям трубопроводного объекта;
- обеспечивать трубопроводный объект автотранспортом для подвозки средств пожаротушения, землеройными машинами для устройства обвалования, запруд и перемычек на пути растекания нефти, а также цистернами для подвозки воды;
- корректировать действия инженерно-технического персонала организации при выполнении работ, связанных с тушением пожара;
- обеспечивать по указанию руководителя тушения пожара отключение или переключение коммуникаций трубопровода;
- при необходимости выделять в распоряжение руководителя тушения пожара людей, технику и оборудование для выполнения работ, связанных с тушением пожара и эвакуацией имущества.

8. При использовании передвижных насосных установок (ПНУ-2), цементировочного агрегата (АСЦ-320), насосов С-569, АНС-130 для опорожнения участка трубопровода, сбора нефти, обратной закачки нефти в трубопровод и других операций, предусмотренных инструкцией по эксплуатации оборудования, запрещается использование гибких рукавов (на линии всасывания и нагнетания), не пригодных к эксплуатации;

9. Гибкие рукава, входящие в состав нефтеперекачивающего оборудования должны быть учтены и иметь порядковый номер, нанесенный на бирку, прикрепленную к рукаву. Рукава должны проходить испытания на плотность и прочность пробным давлением равным 1,25 рабочего давления, с визуальным осмотром результатов испытания и их записью в специальном журнале испытания рукавов. В случае обнаружения дефектов запрещается использования рукавов при перекачивании нефти;

10. При производстве работ, с применением откачивающих установок (всех типов и марок, в т. ч. стационарных и передвижных), в обязательном порядке предусматривать обратные клапана на линиях нагнетания;

11. Перед применением оборудования в пожаро- взрывоопасной среде необходимо убедиться в его взрывозащищенности и искробезопасности. Использование невзрывозащищенного и неискробезопасного оборудования в пожаро - взрывоопасной среде строго запрещено. Имеющиеся в оснащении АВП Мангистаусого НУ электронасосы ГНОМ запрещается использовать для перекачки нефти, т.к. они не имеют взрывозащиты.

1.17 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СБОРУ И УТИЛИЗАЦИИ РАЗЛИТОЙ НЕФТИ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ РАЗЛИВА НЕФТИ

1. В случае попадания перекачиваемой нефти в реки, устраивают боновые ограждения, устанавливаемые поперёк реки в более спокойном её течении, а на мелких реках в заранее выбранных или подготовленных местах используют специальные маты из соломы, камыша или применяют боновые заграждения из подручных материалов (ж/д шпал, досок, брёвен).

Уловленный продукт направляют вдоль ограждения к одному из берегов, для последующей откачки. Затем откачивают нефть с поверхности воды, вместе с водой, в специальный котлован, устроенный на берегу, с последующей её утилизацией.

На дно котлована постелить пленку для того, чтобы собранная нефть не впитывалась в почву.

2. Места устройства заграждений на водотоках должны определяться руководителем АВР заблаговременно, с таким расчетом, чтобы к подходу головной части нефтяного потока были закончены работы по сооружению заграждения.

3. Задержанный продукт должен быть собран, закачан в трубопровод или вывезен на ближайшую НПС.

4. Ликвидация последствий при попадании перекачиваемой нефти в водоемы, предусматривает очищение воды до предельно допустимых концентраций с помощью вышеуказанных методов или применяя адсорбент перлит. На малых водотоках устраивают отстойники в виде запруд.

5. Во всех случаях, следует согласовать способ ликвидации последствий аварии, с бассейновой инспекцией.

6. После восстановления поврежденного участка нефтепровода, нефть из амбаров и обвалований должна быть закачана в трубопровод или вывезена в специальных емкостях на ближайшую НПС.

Параллельно с откачкой продукта из ям-накопителей, производятся работы по уменьшению количества нефти, впитавшейся в почву. Для этого на зеркало нефти, оставшейся на поверхности после откачки насосами, наносят сорбент (торф, солому и пр.) из расчета 0,5 м³ сорбента на 10 м² нефтяного пятна.

После пропитывания сорбента продуктом, его собирают, не нарушая верхний слой почвы и, вывозят на специальные пункты, где сорбент готовится к утилизации.

Если сорбент не впитал с поверхности почвы всю нефть, операцию повторяют.

7. При ликвидации разлива нефти **запрещается:**

- засыпать ямы-накопители и дренажные каналы, с не полностью откачанной нефтью;
- снимать загрязненную почву и вывозить её в отвалы.
- Выжигание остатков разлитой нефти.

8. После окончания аварийно-восстановительных работ должна быть проведена рекультивация земель, поврежденных в результате аварии.

