МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть
ВНИИТБ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ПОВРЕЖДЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-30-195-79

1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ "ВНИИСПТнефть"

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ (ВНИИТБ)

Согласована
с ЦК профсоюза рабочих нефтяной и газовой промышленности
(постановление Президиума от 21 июня 1979г. № 31)

Утверждена
заместителем министра нефтяной промышленности
В.Я.Соколовым
26 июня 1979г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ПОВРЕЖДЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-30-195-79

1985

Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах содержит вопросы организации, технологической последовательности и безопасности ведения аварийно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов.

С введением настоящей Инструкции отменяется действие "Типовой инструкции по организации и безопасному ведению работ по ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах", утвержденной Миннефтепромом 16 июня 1975 года.

Настоящая Инструкция разработана: разделы 1 и 2 - Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) совместно с Главтранснефтью. Разработчики: В.Х.Галюк, А.Г.Гумеров, Р.М.Мавлютов, М.Г.Векштейн, Ф.И.Исламов, И.С.Никитина, В.Д.Черняев;

раздел 3 - Всесоюзным научно-исследовательским институтом по технике безопасности ВНИИТБ. Разработчики: Р.Я.Эстрин, В.Е.Смелова, И.С.Хачатурян, от ВНИИСПТнефть И.С.Никитина.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах

РД 39-30-195-79

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 19.07.79.№359

Срок введения с I.II.79 г.

Срок действия по I.II.85 г.

Вводится впервые.

I. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

I.I. Настоящая Инструкция устанавливает требования по организации и производству аварийно-восстановительных работ, а также меры по охране труда и технике безопасности при их выполнении на линейной части магистральных нефтепроводов.

Инструкция является обязательной для всех организаций и предприятий Главтранснефти Миннефтепрома.

I.2. На участках нефтепроводов, проложенных:

- на переходах через водные преграды, железные и автомобильные дороги, по морским эстакадам, в тоннелях;
- в условиях болот;
- в горной местности;
- скальных грунтах;
- в условиях пустынь;
- в зоне вечной мерзлоты

аварийно-восстановительные работы должны выполняться в соответствии с настоящей Инструкцией и дополнительными инструктивно-нормативными документами, учитывающими специфические условия перечисленных участков.

I.3. Отказом линейной части магистрального нефтепровода называется прекращение или нарушение его работоспособности, связанное с возникновением:

а) разрывов и трещин на трубопроводе;

б) по основному металлу трубы;

- по продольным сварным швам;

- по кольцевым сварным швам;

б) негерметичности по причине коррозии;

в) негерметичности запорной арматуры;

г) потери герметичности трубопровода от внешних механических воздействий.

I.4. Отказы подразделяются на аварии и повреждения.

I.5. Аварии подразделяются на аварии первой и второй категории.

I.6. К авариям первой категории относятся отказы, связанные с разрушением трубопровода, линейной арматуры, приводящие к остановке нефтепровода или отдельного участка продолжительностью 24 и более часов и материальному ущербу 5000 и более рублей, а также сопровождающиеся взрывами, пожарами.

I.7. К авариям второй категории относятся отказы, приводящие к остановке нефтепровода или отдельного участка продолжительностью от 8 до 24 часов и материальному ущербу от 500 до 5000 рублей.

I.8. К повреждениям относятся нарушения герметичности трубопровода, линейной арматуры (свища, трещинки, течи прокладок сальниковых уплотнений и т.п.), приводящие к остановке нефтепровода или отдельного участка продолжительностью не более 8 часов и материальному ущербу до 500 рублей.

I.9. Все отказы подлежат расследованию и учету согласно "Инструкции по расследованию и учету отказов объектов магистральных нефтепроводов и нефтебаз Главтранснефти Миннефтепрома" (приказ № 43 от I9 апреля I977 года).

I.I0. Работы по ликвидации отказов на магистральных нефтепроводах должны выполняться аварийно-восстановительной службой (АВС) управлений магистральными нефтепроводами (УМН).

I.II. В отдельных случаях в помощь АВС могут привлекаться силы и средства баз производственного обслуживания (БПО), ремонтно-строительных управлений (РСУ) и других организаций.

I.I2. Организационная структура АВС определяется специальным положением и состоит из следующих подразделений:

- аварийно-восстановительных пунктов (АВП);
- опорных аварийно-восстановительных пунктов (ОАВП);
- специализированных управлений по предупреждению и ликвидации аварий (СУПЛАВ) или специализированных аварийно-восстановительных управлений (САВУ).

ПРИМЕЧАНИЕ: При наличии в УМН аварийно-восстановительного поезда организационная структура этого подразделения определяется "Положением об аварийно-восстановительном поезде для магистральных нефтепроводов".

I.I3. АВС оснащается техникой и техническими средствами согласно "Табелю технического оснащения АБП магистральных нефтепроводов" РД 39-30-I0-77.

I.I4. Аварийная техника и технические средства используются при ликвидации отказов и выполнении плановых мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту нефтепроводов. Запрещается использовать аварийную технику и технические средства не по назначению.

I.I5. В соответствии с "Положением по АВС" техническое обслуживание и содержание аварийной техники и транспортных средств в постоянной готовности к эксплуатации должно осуществляться цехом технологического транспорта и специальной техники /ЦТТ и СТ/.

I.I6. Для доставки техники и технических средств к месту ликвидации отказа могут использоваться различные виды транспорта: автомобильный, железнодорожный (аварийно-восстановительные поезда), воздушный, водный и др. Доставка техники и технических средств должна осуществляться в соответствии со специально разработанными и утвержденными инструкциями и положениями.

I.I7. Подразделения АВС укомплектовываются персоналом согласно действующим положениям и штатному расписанию.

I.I8. На всех работников АВС должны быть составлены должностные инструкции с учетом настоящей инструкции, и утверждены соответственно начальниками районного управления магистральными нефтепроводами (РУМН) или УМН.

I.I9. К работам по ликвидации отказов и их последствий на магистральных нефтепроводах могут быть допущены лица не моложе I8 лет, прошедшие медосмотр и имеющие допуск к производству работ. Обучение и проверка знаний по технике безопасности, пожарной безопасности производится согласно "Положению о порядке обучения рабочих и инженерно-технических работников безопасным методам работы на предприятиях и организациях Миннефтепрома.

I.20. В подразделениях АВС должны проводится учения и учебно-тренировочные занятия согласно "Положению по проведению учений и учебно-тренировочных занятий по ликвидации отказов на магистральных нефтепроводах".

I.2I. Согласно "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов" РД-39-30-II4-78 и "Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов" РД-39-30-93-78 в подразделениях АВС должны быть "Планы ликвидации возможных отказов", которые утверждаются на соответствующем уровне.

I.22. РУМН должно назначать приказом ответственных лиц из числа инженерно-технических работников:

- за комплектование и учет аварийной техники и технических средств и их исправное состояние;

- за сбор и выезд персонала АВП(ОАВП) доставку аварийной техники и технических средств на место отказа;

- за размещение бригад, организацию их отдыха, медицинского обслуживания и питания на месте аварийно-восстановительных работ;

- за техническое обслуживание аварийной техники и технических средств на месте аварийно-восстановительных работ;

- за обеспечение связи между местом отказа и диспетчером РУМН и ближайшей перекачивающей станцией (ПС).

Приказ должен ежегодно пересматриваться.

I.23. Работники, участвующие в ликвидации отказов, должны быть обеспечены местом для приема пищи, отдыха и сна, умывальниками, аптечками с медикаментами и перевязочными материалами. В осенне-зимнее время отапливаемыми помещениями для отдыха, сна (вагончики, палатки и др.).

I.24. Если для ликвидации отказов требуется более 8 часов, то работа должна быть организована посменно.

I.25. Работы, связанные с ликвидацией отказов, должны выполняться с соблюдением требований настоящей Инструкции и действующих норм и правил техники безопасности и пожарной безопасности:

-"Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов".

РД-39-30-93-78;

- "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов" РД-39-30-114-78;

- "Правил пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства" Госгортехнадзор, 1979 г.

- "Единых правил безопасности при взрывных работах";

- "Типовой инструкции о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности".

2. ОРГАНИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

ОРГАНИЗАЦИЯ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ (АВР)

2.1. Отказы на нефтепроводах могут быть обнаружены:

а) по выходу нефти на поверхность:

- работниками АВС при обходе, объезде или облете трассы;

- другими работниками системы магистральных нефтепроводов;

- посторонними лицами;

б) по изменениям технологических параметров перекачки (по резкому падению давления на приеме или выходе насосных станций, повышению нагрузки (силы тока) на электродвигателях нефтеперекачивающих агрегатов, по разнице баланса перекачки нефти между насосными станциями и др.) оперативным персоналом перекачивающих станций или диспетчером РУМН.

2.2. Осмотр трассы путем обхода, объезда или облета должен производиться с периодичностью установленной руководством РУМН (УМН).

2.3. На линейной арматуре нефтепровода на видном месте

должны быть укреплены таблицы с крупными цифрами, указывающими нумерацию арматуры и нитку трубопровода.

2.4. Работникам АВС при осмотре трассы необходимо иметь:

- ситуационный план трасы нефтепровода совмещенный с его профилем и технологической схемой;

- средства связи для передачи сведений диспетчеру РУМН;

- средства индивидуальной защиты;

- сигнальные флажки и указатели с надписями: "С огнем не приближаться", "Опасно,нефть!" и другими.

2.5. Линейный обходчик, работник АВП, ОАВП, РУМН, УМН, обнаружив выход нефти, немедленно сообщает об этом через оператора (сменного инженера) перекачивающей станции (ПС) диспетчерам РУМН, САВУ,(СУПЛАВ), указав при этом:

- точное место отказа;

- обстановку на местности;

- характер истечения и разлива нефти;

- наличие вблизи населенных пунктов, предприятий, водоемов, шоссейных и железных дорог и угрозу им от растекания нефти;

- состояние погоды, подъездных дорог и проездов.

2.6. Лицо, обнаружившее выход нефти, принимает меры:

2.6.1. По предотвращению пожара, несчастных случаев, ограждению места выхода и разлива нефти предупредительными знаками.

2.6.2. По предотвращению или сокращению растекания нефти * - созданием земляных валиков и использованием каких-либо подручных средств.

2.6.3. Находиться на месте отказа и до прибытия аварийно-профилактической бригады (АПБ) передает информацию о случившемся диспетчеру ближайшей ПС, органам власти ближайшего населенного пункта о возникшей угрозе от разлива нефти.

2.6.4. Если выход нефти обнаружен вблизи населенного пункта предприятия, то к вышеуказанным работам привлекается местное население, рабочая смена и т.п.

2.7. Лицо, обнаружившее выход нефти при воздушном патрулировании, через пилота по рации передает данные об отказе диспетчеру аэропорта, а тот в свою очередь, по телефону диспетчеру ПС, РУМН, САВУ (СУПЛАВ).

2.7.I. После передачи сообщения лицо, производившее облет трассы, обязано:

2.7.2. При облете трассы на самолете:

- сделать круг над ближайшей к месту отказа ПС;
- выбросить вымпел с соответствующими сообщениями;
- совершить посадку в ближайшем аэропорту;
- продублировать свое сообщение диспетчеру САВУ (СУПЛАВ), РУМН;
- находиться на связи у телефона в ожидании дальнейших указаний.

2.7.3. При облете на вертолете трассы:

- совершить посадку на ближайшей к месту посадки ПС;
- лично продублировать свое сообщение по телефону диспетчеру ПС, РУМН, УМН, САВУ (СУПЛАВ).

2.8. Работник системы магистральных нефтепроводов, получив информацию о выходе нефти на поверхность от постороннего лица должен записать его фамилию, имя, отчество, домашний адрес, должность и место работы, выяснить у него точное место выхода, характер истечения и направления стока нефти, наличия вблизи населенных пунктов, предприятий, водоемов и угрозу им от растекания нефти, обстоятельства, при которых обнаружена утечка нефти и сообщить о случившемся диспетчером ПС,РУМН,УМН,САВУ (СУПЛАВ).

2.9. Диспетчер ПС, РУМН, УМН, САВУ,(СУПЛАВ), получив информацию о выходе нефти или изменении технологических параметров перекачки, действует в соответствии с утвержденным "Планом ликвидации возможных отказов" и по согласованию с руководством останавливает перекачку в целом по трубопроводу или организует перекачку, минуя поврежденный участок.

2.10. Диспетчер САВУ,(СУПЛАВ), получив сообщение о выходе нефти, должен узнать фамилию, имя, отчество лица, обнаружившего выход, изучить создавшуюся обстановку, проконтролировать выезд на место утечки нефти ближайшей АПБ, при необходимости направить дополнительные силы и средства с других АВП, а также силы и средства САВУ (СУПЛАВ) по согласованию с руководством САВУ (СУПЛАВ).

2.10.1. В случае поступления сообщения от постороннего лица или при изменении технологических параметров перекачки, диспетчер ПС, РУМН,УМН, САВУ (СУПЛАВ) организует контрольный осмотр трассы.

2.10.2. В светлое время суток, в условиях бездорожья, распутицы, наряду с наземными обследованиями, должен производиться контрольный облет с помощью самолетов и вертолетов. Облет трассы может выполняться представителями САВУ (СУПЛАВ), РУМН, УМН.

2.10.3. В случае проведения контрольного осмотра с привлечением АПБ, оповещение и сбор последних должны производиться в минимальное короткое время. Сбор АПБ в нерабочее время производится согласно схемы оповещения и сбора должностных лиц, АПБ и обслуживающего персонала ЛПДС (НПС), находящейся у сменного инженера(оператора) ЛПДС (НПС), дежурного телефониста узла связи.

2.I0.4. АПБ должна быть собрана не позднее чем за 30 мин. с момента получения распоряжения в рабочее время и не позднее чем через I час - в нерабочее время суток. Время выезда АПБ и выхода линейных ремонтеров-обходчиков фиксируется сменным инженером (оператором) ЛПДС (НПС).

2.I0.5.АПБ, выезжающая на контрольный осмотр трассы, должна иметь средства индивидуальной защиты, сигнальные знаки для ограждения места разлива нефти, необходимый инструмент, инвентарь и материалы, а при наличии линии связи - полевой телефон.

2.I0.6. Линейный ремонтер-обходчик, выходя на контрольный осмотр, должен взять с собой средства индивидуальной защиты и ограждения места разлива нефти, необходимый инструмент, полевой телефон.

2.I0.7. Группа патрулирования, производящая контрольный осмотр должна регулярно докладывать о состоянии трассы диспетчеру ПС, РУМН, УМН, САВУ (СУПЛАВ). При отсутствии выхода нефти эта группа возвращается обратно только по команде диспетчера.

2.I0.8. При обнаружении выхода нефти группа патрулирования сообщает диспетчерам ПСб УМН, РУМН, САВУ (СУПЛАВ) данные об отказе и действует в соответствии с пунктом 2.5. настоящей инструкции.

2.II. Руководитель ПС, АВП, ОАВП прибыв к месту отказа, уточняет обстановку, организует ограждение сигнальными знаками места разлива нефти, принимает меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы, населенные пункты, согласовывает свои действия с диспетчером ПС, РУМН,

2.II.I. Дефектный участок нефтепровода локализуется с обоих сторон закрытием ближайших линейных задвижек.

2.12. Порядок отключения зависит от профиля участка нефтепровода. Прежде всего закрывается линейная задвижка со стороны наиболее высокой отметки по отношению к месту утечки.

2.13. С целью предупреждения гидравлических ударов, отключение поврежденного участка производится только после прекращения перекачки по трубопроводу и только по разрешению диспетчера РУМН:

- диспетчер РУМН, определив совместно с руководством РУМН или старшим диспетчером РУМН схему и порядок отключения участка, дает распоряжение сменному инженеру (оператору) ЛПДС(НПС) о закрытии линейных задвижек, указав точно номера и места расположения последних;

- перекрытие линейных задвижек поручается только лицам, хорошо знающим порядок и безопасность производства работ с ними, места их расположения. При этом состав и количество людей для закрытия задвижки зависит от вида ее установки и типа привода;

- распоряжение диспетчера НС, РУМН о перекрытии задвижек оформляется в виде телефонограмм с записью в журнале.

2.14. Во избежании ошибочного перекрытия задвижек на параллельно проложенных трубопроводов (особенно в случае трубопроводов равного диаметра) диспетчер РУМН организует и ведет постоянный контроль за режимом перекачки по всем трубопроводам РУМН на всех близлежащих ЛПДС (НПС).

2.15. Диспетчер УМН, получив от диспетчера РУМН информацию о выходе нефти, дает распоряжение последнему об остановке перекачки по нефтепроводу и отключении поврежденного участка, при возможности организует работу нефтепровода отдельными участками, сообщает о случившемся начальнику УМН, его заместителям

или лицам их замещающих, а также диспетчеру системы магистральных нефтепроводов ОДУ (г.Москва).

2.I6. При обнаружении небольшого выхода нефти, не приводящего к изменению технологических параметров перекачки и не представляющего угрозу близрасположенным населенным пунктам, водоемам, остановка перекачки производится как правило, после обследования поврежденного участка и соответствующей подготовки сил и средств для ликвидации отказа.

2.I7. Начальник УМН или лицо его замещающее , получив от диспетчера УМН информацию об отказе, действует в соответствии с "Инструкцией по разработке и осуществлению мероприятий, обеспечивающих ликвидацию отказов (аварий) на производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтебаз", утвержденной начальником Главтранснефти I3.04.77 ., назначает при необходимости приказом ответственного за ликвидацию отказа од одного из руководящих работников УМН, САВУ,(СУПЛАВ), РУМН и направляет его к месту производства работ.

2.I8. Начальник РУМН или лицо его замещающее, получив информацию об отказе, немедленно прибывает на диспетчерский пункт, изучает создавшуюся обстановку возглавляет организацию работ, а после прибытия ответственного лица, передает ему руководство. аварийно-восстановительными работами:

2.I8.I. Вызывает и поручает:

- организацию всех оперативных переключений и отключений (своему заместителю или старшему диспетчеру РУМН);

- организацию доставки на место отказа необходимых технических средств(одному из руководителей ЦТТ и СТ);

- организацию выезда на место отказа персонала АВС(начальнику ОАВП).

2.18.2. Направляет на место отказа для руководства аварийно-восстановительными работами главного инженера РУМН или лицо его замещающее, при возникновении особо сложного отказа на его ликвидацию выезжает начальник РУМН.

2.18.3. Принимает срочные меры по ликвидации поврежденного участка трубопровода, определяет возможный объем стока и организует сбор вытекшей нефти, принимает меры к недопущению попадания ее в населенные пункты, водоемы, охранные зоны железных и шоссейных дорог, ЛЭП и т.п.

2.18.4. Определяет возможность опорожнения поврежденного участка от нефти в ближайшие резервуарные парки ЛПДС (НПС), используя параллельно проложенные нефтепроводы, перемычки, технологические линии, дает указание диспетчеру РУМН осуществить решения, согласовав их предварительно с диспетчером РУМН.

2.18.5. Через начальника ЛПДС (НПС) или непосредственно устанавливает связь с местными и партийными и хозяйственными организациями в целях:

- оповещения населения близрасположенных населенных пунктов, предприятий и организаций о распространении нефти и опасности разведения огня, эвакуации при необходимости из опасной зоны жителей, рабочей смены, домашнего и общественного скота и т.п.;

- выполнения силами и средствами ближайших колхозов, совхозов, промышленных предприятий мер по предотвращению распространения нефти в сторону населенных пунктов, водоемов, ЛЭП и т.п. до прибытия основных сил и средств АВС;

- выделения в помощь в зависимости от сложности ликвидации отказа дополнительных сил и средств от сторонних организаций;

- предупреждения начальника, дежурного персонала, диспетчера службы движения станции отделения железной дороги об опасности разлива нефти у железной дороги и необходимости прекращения движения поездов на данном участке;

- принятие совместно с работниками милиции и ГАИ мер по дальнейшей безопасности эксплуатации шоссейных дорог или временного прекращения движения по ней до устранения опасности от разлитой нефти;

- осуществления совместно с местными органами по использованию и охране водных ресурсов Минводхоза и рыбнадзора Минрыбхоза мероприятий по защите рек и водоемов от разлива нефти. При необходимости устанавливается связь с местными органами Госгортехнадзора, Госпожнадзора, СЭС.

2.19. Главный инженер РУМН или другое лицо, назначенное приказом по РУМН, прибыв на место производства работ:

- возглавляет до прибытия ответственного, назначенного приказом по УМН, все работы по ликвидации отказа;

- уточняет характер повреждения и ранее принятые меры, планирует и осуществляет мероприятия по ликвидации выхода нефти, предотвращению растекания вытекшей нефти, защите населения, объектов, окружающей среды и др.;

- назначает своего заместителя, ответственных за оперативные переключения, за работу технических средств, за подготовку и ведение огневых работ, за организацию быта и отдыха персонала, занятого на ликвидации отказа, за прочие работы, исходя из сложившейся обстановки;

- устанавливает и поддерживает постоянную связь с начальником РУМН, диспетчерами РУМН и САВУ (СУПЛАВ);

- организует размещение подъезжающих бригад, отдых, бесплатное питание всех работников, участвующих в аварийно-восстановительных работах (АВР).

Примечание: расходы на обеспечение бесплатным питанием всех участников АВР списываются в установленном порядке начальником РУМН.

2.20. Лицо, назначенное приказом по УМН ответственным за ликвидацию отказа, прибыв к месту производства работ:

- уточняет характер повреждения и полноту ранее принятых мер и при необходимости планирует дополнительные мероприятия;

- принимает решение о способе ликвидации отказа;

- уточняет количество АПБ, технических средств и материалов для обеспечения непрерывной работы по ликвидации отказа и при необходимости пополняет их за счет других подразделений.

2.21. После определения характера отказа и принятия решения о способе его ликвидации работы продолжаются в соответствии с существующим "Планом ликвидации возможных отказов" и конкретно сложившейся обстановкой.

2.22. Все АВР выполняются с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

2.23. Ответственность за выполнение всех указанных норм и правил возлагается на ответственного за ликвидацию отказа в целом и на ответственных за порученные участки работы в отдельности.

2.24. После ликвидации отказа и завершения всех огневых работ сварные стыки проверяются физическими методами контроля.

2.25. После получения положительных результатов просвечивания ответственный за ликвидацию отказа телефонограммой сооб-

шает диспетчеру РУМН, УМН об окончании АВР и дает разрешение на возобновление перекачки.

2.26. Диспетчер УМН, РУМН, получив разрешение о возобновлении перекачки в установленном порядке приступает к организации работы нефтепровода.

2.27. После пуска нефтепровода в работу и достижения в нем рабочего давления ответственный за ликвидацию отказа осматривает отремонтированный участок нефтепровода, сварные стыки, соединения на герметичность.

2.27.1. При обнаружении неплотности шва, трещин, отпотин и т.п. ответственный за ликвидацию отказа принимает дополнительные меры по исправлению дефекта.

2.27.2. При положительном результате осмотра ответственный за ликвидацию отказа может выехать с места отказа, предварительно определив объем оставшихся работ по восстановлению изоляции, засыпке трубопровода, сбору, обратной закачки нефти в трубопровод и другим работам по ликвидации последствий отказа, назначив ответственного за выполнение этих работ и установив срок исполнения.

2.28. На все открытые работы при ликвидации отказа составляются соответствующие акты.

ТЕХНОЛОГИЯ ВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

2.29. Аварийно-восстановительные работы включают:

- земляные работы;
- освобождение аварийного участка трубопровода от нефти, сбор нефти;
- герметизацию внутренней полости трубопровода;

- сварочно-монтажные работы;
- ликвидацию последствий аварий.

Земляные работы

2.30. При ликвидации отказов на нефтепроводах выполняются следующие земляные работы:

- устройство земляного амбара или обвалования для сбора нефти в пониженных местах, балках;
- подготовка площадки для производства АВР;
- устройство ремонтного котлована и его засыпка.

2.31. Объем земляного амбара или используемого пониженного места с обвалованием должен обеспечить прием разлитой и откачиваемой или сливаемой самотеком нефти из аварийного участка трубопровода.

Глубина земляного амбара определяется высотой всасывания насосов, которые будут использоваться для закачки собранной нефти в трубопровод.

2.32. Для отвода нефти в амбар или обвалование должна быть устроена траншея или проложен полевой магистральный трубопровод (ПМТ) диаметром 100-150 мм.

2.33. Земляные работы по устройству амбара (обвалования) и нефтеотводной траншеи производятся с помощью землеройных машин или с использованием энергии взрыва.

2.34. Земляные работы с использованием энергии взрыва должны производиться согласно "Инструкции по технологии производства земляных работ с применечием энергии взрыва при эксплуатации магистральных нефтепроводов" и "Единых правил безопасности при взрывных работах".

2.35. До начала работ по вскрытию аварийного участка неф-

тепровода должна быть подготовлена площадка для производства работ.

2.36. Вскрытие аварийного участка и устройства ремонтного котлавана производятся с помощью одноковшового экскаватора. Слой грунта толщиной до 0,2 м от стенок трубопровода должен сниматься вручную.

2.37. Размеры котлована должны обеспечить свободное производство всех работ по ликвидации отказа (центровку труб, сварку неповоротных стыков, изоляцию трубопровода и другие), а также возможность работы трубоукладчика или крана с допустимым вылетом стрелы.

2.38. В зависимости от характеристики грунтов и их влажности ремонтный котлован может быть выполнен с вертикальными стенками или с откосами. Стенки котлована могут быть без креплений или с креплением (досками, сваями, другими материалами).

2.39. Разработка ремонтного котлована с вертикальными стенками без креплений допускается в связных грунтах естественной влажности на глубину, указанную в табл. I.

Таблица I

Допускаемая глубина ремонтного котлована с вертикальными стенками различных грунтов

Грунт	Глубина котлована, М
I. Насыпной, песчаный, гравелистый	I,0
2. Супесчанный	I,25
3. Суглинистый	I,25
4. Глинистый	I,50
5. Особоплотный нескальный	2,0

Крутизна откосов ремонтного котлована, выполняемого без креплений, в зависимости от грунта определяется данными табл2.

Таблица 2.

Наибольшая допустимая крутизна откосов котлована в грунтах естественной влажности

Грунт	Отношение высоты откоса к его заложению при глубине выемки, м		
	До I	I-3	3-5
I	2	3	4
I. Насыпной	I : 0,65	I:I	I:I,25
2. Песчаный и гравелистый (влажный, но не насыщенный)	I:0,5	I:I	I:I
3. Глинистый, супесь	I:0,25	I:0,67	I:0,85
Суглинок	I:0	I:0,5	I:0,75
Глина	I:0	I:0,25	I:0,5
Лессовый сухой	I:0	I:0,5	I:0,5

2.40. Разработка мерзлого грунта должна производиться после предварительного рыхления. Рыхление грунта можно производить механическим или взрывным способом.

2.4I. При разработке ремонтного котлована для рыхления грунта могут использоваться пневматические ломы-лопаты, отбойные молотки; при разработке земляного амбара-машины ударного действия, навесные рыхлители, баровые машины.

2.42. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована укрепляются металлическими или деревянными шпунтами, сваями или другими средствами.

2.43. Для удаления грунтовых вод, поступающих в котлован производится открытый водоотлив. Для этого в котловане устраивается приямок глубиной до I м, стенки приямка следует укрепить щитами, пропускающими воду.

2.44. Для водоотлива могут применяться центробежные насосы или другие водоотливные средства.

2.45. Для искусственного понижения уровня грунтовых вод должны применяться иглофильтры. Вокруг разрабатываемого котлована в грунт погружают вертикальные иглофильтры, объединенные водосборным коллектором, который подключается к отсасывающему насосу. Схема расположения иглофильтров выбирается в зависимости от расхода воды в котловане.

2.46. Засыпка котлована должна производиться в два приема:

- подбивка грунтом низа трубы вручную и присыпка трубопровода;

- засыпка надтрубного пространства в котловане.

2.47. Подбивка низа трубы должна производиться слоями I5-20 см с тщательным трамбованием грунта, не допуская при этом повреждения изоляции отремонтированного трубопровода.

2.48. Засыпать трубопровод следует рыхлым грунтом, не содержащим крупных каменистых включений. В случае отсутствия рыхлого грунта труба должна присыпаться на I0-20 см привозным мягким грунтом.

2.49. Засыпка котлована должна производиться бульдозером или экскаватором с обратной лопатой. По верху засыпанного котлована устраивается валик с учетом последующей осадки грунта. По ширине валик должен перекрывать котлован не менее, чем на 0,5 м в каждую сторону.

2.50. В местах пересечения нефтепровода с подземными ком-

муникациями или кабелями, проходящими в пределах глубины котлована, засыпка котлована должна производиться с послойным уплотнением грунта.

Освобождение трубопровода от нефти. Сбор нефти

2.51. Освобождение аварийного участка трубопровода от нефти производится самотеком через дефектное место, специально вырезанные "окна" или патрубки с задвижками.

2.52. Для ускорения освобождения трубопровода применяются "табельные" средства.

2.53. Нефть из трубопровода должна направляться в земляные амбары, пониженные места с обвалованием, при возможности откачиваться в параллельные нефтепроводы, резервуарные парки или другие емкости и сооружения.

2.54. Объем ожидаемого стока определяется по номограмме прилагаемой к плану ликвидации возможных отказов.

2.55. Одновременно с освобождением трубопровода принимаются меры по сбору разлитой нефти, недопущению дальнейшего распространения ее по поверхности земли и попаданию в населенные пункты, водоемы, реки и т.п.

2.56. При отказе нефтепровода на нефтепроводах через небольшие реки, ручьи и пойменные участки необходимо вниз по течению от нефтепровода преградить растекание нефти с помощью бонов, бревен, камышовых матов и др., а при возможности перекрытием дамбой с наклонно-установленными водопропускными трубами.

2.57. После восстановления аварийного участка трубопровода нефть, собранная с поверхности и откачанная из трубопровода, вода, должна быть закачана в восстановленный или другой нефтепровод специальными агрегатами.

Герметизация внутренней полости трубопровода

2.58. Герметизация внутренней полости трубопровода производится с помощью тампонов. В качестве материала для создания тампонов могут применяться глина, глиняный порошок, необожженный кирпич и быстросхватывающиеся материалы. Глина, глиняный порошок и быстросхватывающиеся материалы должны храниться в теплом помещении.

2.59. Набивка тампонов должна производиться после освобождения аварийного участка трубопровода от нефти.

2.60. Для набивки тампонов с обоих сторон дефектного участка вырезаются по одному "окну" необходимого размера.

Примечание: при вварке заплаты набивка тампона производится через отверстие, подготовленное для этой цели.

2.61. Глиняные тампоны изготавливаются путем тщательного перемешивания глины или глиняного порошка с водой. При набивке глина уплотняется с помощью ручных или механических трамбовок.

2.62. В зимних условиях должна применяться предварительно оттаянная глина с добавлением солидола.

2.63. Длина тампонов по верхней образующей трубы, после вырезки катушки, должна составлять не менее двух диаметров трубопровода.

2.64. Для создания упоров для глиняных тампонов можно использовать резиновые шары (камеры).

2.65. Шары в ненакачанном состоянии заводятся в "окна" и соединяются с помощью шланга длиною не менее 20 м с компрессором

или другими воздухонаполняющими средствами. Частично накачанный шар устанавливается на расстоянии не менее двух диаметров трубы от "окна" и накачивается до давления 0,4 кгс/см^2.

2.66. При ликвидации отказа в зимнее время резиновые шары перед установкой в полость трубопровода должны нагреваться не менее чем до +10°С.

2.67. Для контроля за состоянием внутренней полости освобожденного нефтепровода (уровня нефти) на расстоянии не менее 30 м с обеих сторон от вырезаемого участка по верхней образующей трубы следует просверлить отверстия диаметром 5-8 мм. После восстановления аварийного участка отверстия должны быть заглушены металлическими пробками и обварены.

2.68. Герметизация внутренней полости трубопровода с использованием быстросхватывающихся материалов должна производиться в соответствии с инструкцией по применению этих материалов при ликвидации отказов на нефтепроводах.

Сварочно-монтажные работы

Общие требования к сварным соединениям

2.69. При ликвидации отказов выполняются неповоротные стыки с применением ручной электродуговой сварки на постоянном токе обратной полярности (плюс на электроде).

2.70. До начала сварочно-монтажных работ должны быть определены толщины стенки и материал поврежденного участка трубопровода.

2.71. Края труб обрезаются со скосом, суммарный угол которых должен быть 60-70°.

2.72. Края свариваемых участков трубопровода должны зачищаться до металлического блеска на ширину не менее 10 мм. Зачистка должна производиться шлифовальными машинками, на

пильниками или металлическими щетками.

2.73. Типы и марки применяемых электродов по своим механическим свойствам, назначению должны соответствовать маркам сталей свариваемых труб и обеспечивать свойства сварного соединения не ниже основного металла.

2.74. Рекомендуемые электроды, режимы сварки и сварочное оборудование, при ведении АВР на нефтепроводах, приведены в приложении I.

2.75. Ремонтные работы на магистральных трубопроводах с применением сварки допускается проводить при температурах окружающего воздуха до -50°С.

При температурах ниже -20°С во избежании образования трещин в сварных соединениях необходимо:

- защищать места монтажно-сварочных работ от ветра и снега;

- тщательно очищать концы стыкуемых труб от снега, наледи и остатков влаги во избежании попадания испарений в зону сварочной дуги;

- сборку стыков производить с минимальными зазорами для того, чтобы добиться хорошего провара корня шва и избежать увеличенных внутренних напряжений;

- предварительно подогревать свариваемые кромки до температуры 180-200°С;

- увеличить длину прихваток против обычной до 100-120 мм;

- перед сваркой прокалить электроды до полного удаления влаги;

- сварку стыков вести без перерыва от начала до конца на повышенном режиме, увеличив силу сварочного тока на 15-20% против принятой при нормальной температуре;

- тщательно заваривать кратеры и замыкающие участки швов;

- при перерывах сварки между слоями более 10 мин, а также после окончания сварки с целью снижения скорости охлаждения швов сварные соединения укрыть сухим теплоизоляционным асбестовым полотном.

2.76. Сборочные зазоры стыков устанавливаются в зависимости от методов сварки, толщины стенок труб и применяемых электродов. Зазор между кромками должен быть равномерным по всему периметру стыка. Допустимые зазоры в зависимости от толщины стенок труб и применяемых электродов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Зазор между кромками при сборке труб

Применяемые электроды	Диаметр электрода	Величина (а) при толщине стенки трубы (б), мм		
		до 8	8-10	11 и более
Фтористо-кальциевые типы (УОНИ-13/55, ВСФ-65 и др. подобные им	3,0-3,25	2,0-3,0	2,5-3,5	3,0-3,5
органического типа ВСЦ-4, ВСЦ-4А и др.	4,0	1,5-2,0	1,5-2,5	1,5-2,5

2.77. Запрещается оставлять стыки на прихватках или выполненные только первым слоем сварного шва.

2.78. Все сварные швы, выполненные при ликвидации отказов должны обозначаться личным клеймом сварщика.

Способы ликвидации отказов

2.79. Устранение разрывов, трещин и других видов герметичности нефтепроводов может производиться:

- вваркой катушек или заменой отдельных участков трубопровода;

- вваркой заплат.

Примечание: В качестве временных мер при ликвидации отказов могут применяться:

-накладки, плоские хомуты, металлические пробки для устранения дефектов на теле трубы;

- галтельные хомуты для устранения дефектов в кольцевых швах.

Вварка катушек

2.80. Поврежденный участок трубопровода должен вырезаться при обнаружении:

- трещины длиной 50 мм и более в сварном шве или основном металле трубы;

- разрыва кольцевого (монтажного) шва;

- разрыва продольного(заводского)шва и металла трубы;

- вмятины с любыми царапинами, задирами, свищами и др. повреждениями;

- вмятины без повреждения металла трубы, но глубиной, превышающей толщину стенки трубы, или размером более 250 мм;

- царапины глубиной более 30% от толщины стены и длиной 50 мм и более.

2.81. На место вырезанного участка тщательно подгоняется и вваривается катушка из труб аварийного запаса допускаемой толщины и марки стали.

2.82. На трубе аварийного запаса должна быть запись с указанием марки стали, толщины стенки трубы, даты испытания и давления, на которое она испытана. Срок между датой испытания и вварки катушки должен составлять не более 6 месяцев.

2.83. Минимальная длина катушки должна составлять 0,5 м для труб диаметром до 530 мм; для труб диаметром 530 мм и более минимальная длина допускается равной диаметру трубопровода.

2.84. Вырезка дефектной катушки производится с помощью специальных машинок для резки труб во взрывобезопасном исполнении, таких как Спутник-3, Файн-600 или взрывом удлиненных кумулятивных зарядов (УКЗ). Линия реза намечается мелом по специальному шаблону или приспособлению для разметки катушки.

2.85. Вырезка катушки с использованием энергии взрыва должна производиться в соответствии со специальной инструкцией.

2.86. Расстояние между швами приварки катушки и кольцевыми стыками на основном трубопроводе должно быть не менее диаметра трубы.

2.87. Сборка стыков производится с помощью наружных центраторов и автокрана или трубоукладчика. Совмещать кромки следует так, чтобы после сборки смещение их не превышало 25% толщины стенки труб (но не более 3,0 мм) на участке не более I/4 длины окружности стыка и должны соответствовать данным табл.4.

Таблица 4

Допустимые значения смещения кромок при центровке труб в зависимости от толщины труб

Толщина стенки труб, мм	Максимальное смещение кромок, мм
5-6	I-I,5

I	2
7-8	I,5-2,0
9-II	2,0-2,5
I2-I5	2,0-2,5

Примечание: смещение кромок на нижней (потолочной) части стыка не допускается.

2.88. Сборка с заводским продольным швом, сваренным с одной стороны, производится так, чтобы продольные швы обоих труб имели смещение не менее I00 мм.

2.89. Правку кромок труб подбивкой, как исключение, допускается производить только в верхней половине стыка.

2.90. Подбивка труб должна производиться в горячем состоянии с нагревом до температуры не ниже 300°С.

2.9I. Стыкуемые трубы фиксируются при помощи прихваток, которые располагаются равномерно по периметру стыка.

2.92. Наложение шва поверх прихваток допускается только после их тщательной зачистке от шлака. Неудовлетворительно выполнение прихватки должны быть полностью удалены.

2.93. В зависимости от толщины стенок труб сварка должна производиться в несколько слоев. Минимальное число слоев сварного шва при сварке непоротного стыка приведено в табл. 5.

Таблица 5

Минимальное число слоев сварного шва при сварке непоротного стыка

Толщина стенки, мм	4-5	6-7	8-9	I0-I2	I5
Число слоев	2	3	4	5	5+I на каждые 2-2,5 мм

2.94. Свищи и трещины длиной до 50 мм допускается ликвидировать с помощью заплат, которые должны вариваться заподлицо с поверхностью трубы.

2.95. Вварка заплаты допускается для труб диаметром не менее 219 мм.

2.96. Заплата изготавливается овальной формы из трубы с толщиной стенки равной толщине стенки ремонтируемой трубы. Ширина заплаты по кольцу трубы должна быть не более половины диаметра трубы.

2.97. Минимальный размер заплаты может быть 100х150 мм, максимальный - 250х350 мм.

2.98. Заплата должна вариваться с подкладным кольцом из листовой стали толщиной 2-4 мм и шириной 20-30 мм.

2.99. При толщине стенки трубы и заплаты до 12 мм сварной шов выполняется не менее, чем в три слоя, при толщине более 12 мм - не менее, чем в четыре слоя. Корень шва выполняется электродами диаметром 3 мм, а последующие слои - электродами диаметром 4 мм.

Прихватка хомутов, накладок.

2.100. Для ликвидации повреждений трубопровода в виде свищей и трещин длиной до 50 мм допускается применение накладок хомутов, пробок, которые могут служить только как временные средства устранения утечек продукта и в дальнейшем должны быть вырезаны и отремонтированы вваркой катушки или заплаты.

2.101. При использовании электросварки для укрепления пробок, накладок, хомутов должны соблюдаться требования

"Правил пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства", утвержденных ГУПО МВД СССР и согласованных ГОСГОРТЕХНАДЗОРОМ СССР, М, 1987 г.

2.102. Накладки изготавливают из труб, материал, диаметр и толщина стенок которых такие же или близкие по химическому составу и прочностным свойствам металлу ремонтируемого нефтепровода.

2.103. Края накладки должны перекрывать дефект не менее, чем на 50 мм. Кромки накладки следует очищать до металлического блеска, а углы округлять радиусом не менее 5 мм.

2.104. Участки поверхности трубы, примыкающие к кромкам накладок, шириной не менее 10 мм, также должны быть очищены от ржавчины, грязи и масел.

2.105. Край накладываемой накладки должен находиться от кольцевого или продольного шва на расстоянии не менее 100 мм. При возможности соблюдения этого условия, дефектный участок вырезается и заменяется катушкой.

2.106. Между трубопроводом и накладкой помещают прокладку из бензостойкой резины или свинца. Накладка прижимается при помощи специальной струбцины или домкратов и приваривается.

2.107. Для ликвидации повреждений могут использоваться аварийные хомуты шириной 200-300 мм, состоящие из двух половин, с прокладкой из бензостойкой резины или свинца. Половины хомута стягиваются болтами и привариваются к трубе. После их приварки следует вывернуть болты, обрезать лапы и стыки половин приваривать к трубе.

2.108. Трещины в сварных швах длиной до 50 мм допускается ликвидировать наложением галтельного хомута, состоящего из двух половин шириной 250-300 мм.

2.109. Границы трещины определяются наружным осмотром через лупу с увеличением в 5-10 раз. Поверхность трубы на расстоянии 200 мм от кромок трещины должны быть очищены от нефти и ржавчины стальной щеткой и тряпкой, смоченной в керосине, и насухо протерта.

2.110. Для плотного прилегания к стыковому шву и трубе хомут должен иметь желоб, в который укладывается свинцовая или бензостойкая резиновая прокладка. Длина прокладки должна быть больше трещины на 50-70 мм с каждой стороны.

2.111. Концы трещин перед наложением временных хомутов засверливаются на расстоянии не менее 30 мм от краев, отверстия забиваются деревянными пробками.

2.112. Закрепление хомута или накладки производится прихватками длиной 30-40 мм, которые выполняются теми же типами электродов, которыми будет свариваться основной шов. Зазор между хомутом (накладкой) и трубой должен быть не более 1,5-2,0 мм.

2.113. Количество слоев сварного шва при приварке хомутов и накладок зависит от их толщины: при толщине 7-9 мм делается 3 слоя, при толщине более 9 мм - 4 слоя.

2.114. Подрезы в сварных швах глубиной более 0,5 мм исправляются наплавкой ниточных валиков высотой не более 3 мм, перед подваркой поверхности дефектные места зачищаются до металлического блеска.

Ликвидация отказов линейной арматуры

2.115. При возникновении на корпусе линейной арматуры разрывов, трещин производится замена арматуры на новую.

2.116. Вырезка повреждений арматуры производится анало-

гично поврежденному участку трубопровода.

2.117. Соединение арматуры с трубопроводом должно производиться с помощью переходников заводского изготовления или катушек с промежуточной толщиной. При этом допускается следующая разностенность:

- для труб с толщиной стенок до 12 мм включительно не более 2,5 мм;

- для труб с толщиной стенок более 12 мм не более 3 мм.

2.118. При утечке нефти во фланцевых соединениях, а также при неисправностях в деталях арматуры, ликвидировать отказы допускается после освобождения ремонтируемого участка от нефти. Ремонт привода производится после остановки перекачки или принятия мер против случайного закрытия задвижек.

2.119. Набивка сальников задвижек должна производиться после остановки перекачки при отсутствии избыточного давления в трубопроводе.

Вварка патрубков с задвижками

2.120. Вварка патрубков с задвижками на аварийном участке может производиться для перекачки нефти из земляного амбара, обваловании или других сборных емкостей в отремонтированный трубопровод.

2.121. Диаметр патрубков должен быть не более 350 мм и не превышать половину диаметра нефтепровода.

2.122. При вварке патрубка с задвижкой выполняются следующие операции:

- к задвижке приваривается патрубок из трубы с утолщенной стенкой и длиной не менее 100 мм;

- патрубок приваривается к трубе с укрепляющим кольцом,

выполненным по нормали;

- через задвижку заводится специальная фреза или взрывное устройство и вырезается отверстие в трубопроводе.

Контроль качества сварных швов.

2.123. Контроль качества сварных швов при ликвидации повреждений производится согласно СНиП Ш-Д, 10-72:

- пооперационным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки стыков;

- внешним осмотром сварного шва при помощи с неменее десятикратным увеличением и обмером щупов и калибров для измерения технологического зазора, а также размера и формы шва;

- физическими методами путем просвечивания рентгеновскими или гамма-лучами или ультразвуковым методом - в объеме 100%.

2.124. Пооперационный контроль и внешний осмотр сварных швов производится специально подготовленными инженерами, результаты контроля фиксируются в сварочном журнале.

Контроль физическими методами выполняет лаборатория радиографии сварных швов.

2.125. При физических методах контроля сварные швы бракуются при обнаружении в них следующих дефектов:

- трещины любой протяженности и глубины;

- непровара, шлаковых включений и пор суммарной глубиной более 10% от толщины стенки трубы, но не более 1 мм;

- газовых пор, расположенных в виде сплошной сетки или на отдельных участках свыше 5 пор на 1 $см^2$ площади.

2.126. Если длина составляет меньше 50 мм или протяженность участков с недопустимыми дефектами меньше 1/4 периметра стыка, разрешается исправление этих стыков путем вырубки с повторной заваркой.

Все подвергнутые исправлению участки сварных швов повторно просвечиваются рентгеновскими или гамма лучами или же проверяются ультразвуковым методом контроля.

Изоляция отремонтированного участка трубопровода

2.127. Для противокоррозийной защиты отремонтированного участка нефтепровода должна применяться усиленная изоляция из полимерной липкой ленты в соответствии с ГОСТ 9.015-74. В качестве грунтовок используются:

- раствор битума в бензине в отношении 1:3 (по объему);
- клей № 88, разбавленный бензином (Б-70 или "Калоша") в отношении 1:1, вязкостью не более 30 сек, по ВЗ-4;
- раствор смеси полиизобутиленов (19% П-20 и 1% П-118) в 80% бензина (Б-70 или "Калоша") вязкостью не более 30 сек по ВЗ-4.

2.128. Очистка аварийного участка трубопровода выполняется в два этапа: предварительный - после вскрытия ремонтного котлована и окончательный - после проведения сварочных работ перед нанесением изоляции,

2.129. Очистка должна производиться пневматическими или механическими щетками, скребками с последующей протиркой чистой ветошью. Острые выступы, заусеницы и брызги металла должны срубаться зубилом и зачищаться специальным инструментом.

2.130. Грунтовка должна наноситься на сухую чистую поверхность трубопровода и на 500 мм старой изоляции с обеих сторон отремонтированного участка, ровным слоем без подтеков, сгустков и пропусков с помощью брезентового полотенца. На старую изоляцию грунтовка может наноситься кистью.

2.131. Время высыхания грунтовки при температуре окружающей среды 20-25°С - 4-5 мин, при температурах более низких 10-20 мин. Качество грунтовки проверяется внешним осмотром.

2.132. На высохшую грунтовку должна наматываться изоляционная лента в 3-4 слоя с нахлестом не менее 20 мм. Нахлест конца каждого слоя новой ленты на предыдущей составляет 300 мм и на старую изоляцию - 500 мм с обоих сторон от отремонтированного участка.

2.133. Лента наносится вручную двумя рабочими, стоящими по обе стороны трубопровода и передающими друг другу рулон ленты по мере ее намотки.

2.134. Концы ленты должны быть залиты битумной мастикой для улучшения герметизации заизолированного участка.

2.135. Качество изолированного покрытия должно контролироваться внешним осмотром на прилипаемость и сплошность.

2.136. Внешний осмотр изолированного покрытия производится в процессе наложения каждого слоя изоляции. В изоляционном покрытии не должно быть пузырей, складок, зазоров между витками, разрывов и морщин.

2.137. Проверка прилипаемости изоляционного покрытия к трубопроводу заключается в следующем: в покрытии делают два надреза ножом под углом 60° и если слои сами не отслаиваются, а поднимаются ножом с некоторым усилием, то прилипаемость считается удовлетворительной.

2.138. Контроль изоляционного покрытия на сплошность производится искровым дефектоскопом.

2. 139. При выявлении дефекта ремонт изоляции производится путем вырезки поврежденного участка (пузырь, складки, морщины) и наклейки 3-х слойной заплаты из той же изоляцион-

ной ленты, из которой произведено изоляционное покрытие. Заплата должна перекрывать вырезанный участок изоляции по периметру не менее чем на 100 мм.

Ликвидация последствий отказа

2. 2.140. После восстановления аварийного участка трубопровода нефть из земляного амбара, обвалования или других емкостей должна быть откачана в отремонтированный или другой параллельный нефтепровода.

2.141. Откачка нефти может производиться передвижным насосным агрегатом ПНА-1 или другими высоконапорными агрегатами.

2.142. Закачка в трубопровод производится через специально подготовленный или существующий патрубок с задвижкой. После закачки нефти на патрубок с задвижкой должна быть приварена заглушка заводского изготовления.

2.143. Остатки нефти, которые невозможно закачать в трубопровод, а также грунт, пропитанный нефтью, собирается в земляной амбар или обвалование и сжигаются. Нефтесборная траншея до сжигания остатков нефти должна быть засыпана чистым грунтом.

2.144. Если авария произошла на сельскохозяйственных землях, лесных угодьях, около водоемов и рек, загрязненные участки необходимо привести в состояние пригодное для использования в сельском, лесном или рыбном хозяйстве.

2.145. Восстановление земель на сельскохозяйственных землях и лесных угодьях должно производиться согласно "Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов" ВСН2-59-75 и "Руководства по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов" Р204-75.

2.146. Нанесение плодородного слоя почвы должно производиться только в теплое время года.

2.147. Земляные работы при ликвидации отказа могут выполняться без предварительного отвода земель. После окончания ремонтных работ с землепользователем должен быть согласован план рекультивации земель, поврежденных в результате аварии.

Передача землепользователям восстановленных земель должна оформляться актом в установленном порядке.

3. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКАЗОВ

Общие положения

3.1. Каждый раз перед началом работ по ликвидации отказа ответственный за организацию и производство работ должен проинструктировать персонал аварийно-восстановительной службы по безопасным методам и приемам ведения предстоящих работ. Персонал РСУ, ЦТТ и СТ, других подразделений УМН и сторонних организаций, привлекаемый к ликвидации отказов, также должен быть проинструктирован по безопасным методам и приемам ведения порученных им работ, ответственным за их производство.

3.2. Персонал, выполняющий работы по ликвидации отказов и их последствий, должен быть одет в спецодежду и спецобувь согласно "Отраслевым нормам бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и предохранительных приспособлений", М., 1975 и "Табелю технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов на магистральных нефтепроводах" РД 39-30-10-77.

3.3. Персонал, выполняющий аварийные работы в зоне с разлитой нефтью и горючих газов, должен быть снабжен соответствующей спецодеждой, спецобувью, защитными очками, шланговыми противогазами, предохранительными поясами и другими средствами индивидуальной защиты, обеспечивающими безопасность труда. Носить одежду, облитую нефтью, запрещается.

3.4. Спецодежду следует носить в застегнутом виде, она не должна иметь свисающих концов. Обувь не должна пропускать нефть.

3.5. При ликвидации отказов в местах с наличием комаров и гнуса рабочие должны быть снабжены спецодеждой по ТУ 17-1017-73 типа А "Комплект летней мужской спецодежды для защиты от нефтепродуктов и кровососущих насекомых" и сетками Павловского.

3.6. При ликвидации отказа в ночное время место работ должно освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении, рассчитанными на взрывоопасные смеси категории и группы 2Т3. Проводка к светильникам должна быть также во взрывозащищенном исполнении. Напряжение ручного переносного светильника не должно превышать 12В.

Общая освещенность территории аварийного участка должна быть не менее 2 лк, а на место работ - не менее 10 лк.

3.7. На месте производства аварийных работ должны быть:

- пожарная автоцистерна или цистерна (емкость) объемом не менее 1500, заполненная раствором пенообразователя, с пожарной мотопомпой М-1200 или М-1600;

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х1,5М - 2 шт. и другие противопожарные средства, согласованные с пожарной охраной;

- аптечка с медикаментами и перевязочными материалами.

Все рабочие, занятые на ликвидации отказа, должны уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения и оказывать первую (доврачебную) помощь.

Примечание: В особо опасных случаях необходимо выставлять пожарные посты из обслуживающего персонала, добровольной пожарной дружины или личного состава пожарной охраны.

3.8. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть выполнены с соблюдением противопожарных требований и оборудованы глушителями-искрогасителями, полностью исключающими возможность попадания искр от работающего двигателя в атмосферу.

3.9. Работы в газоопасных местах должны производиться искробезопасным при ударах инструментом (бронза). Острие режущего инструмента должно быть густо смазано консистентной смазкой.

Подготовительные работы

3.10. При использовании транспортных средств для обследования трассы нефтепровода с целью выявления мест разлива нефти и повреждения нефтепровода должно соблюдаться следующее:

- при хорошей просматриваемости трассы (в дневное время) транспортные средства должны останавливаться не ближе 100 м от места разлива нефти (с наветренной стороны) и дальнейшая разведка должна производиться персоналом аварийно-восстановительной службы в составе не менее двух человек с соблюдением мер пожарной безопасности;

при плохой просматриваемости (пересеченная местность, туман) и ночью высылается группа не менее чем из трех человек, знающая правила работы в газоопасных местах. Интервал между группой и транспортными средствами определяет старший группы; во всех случаях интервал должен быть не менее 10 м;

- при обнаружении признаков растекания нефти группа патрулирования подает сигнал немедленной остановки транспортных средств и производит дальнейшую разведку района разлива.

3.II. При обнаружении выхода нефти на поверхность подходить к этому месту следует только с наветренной стороны. Если по характеру местности или ходу работы это невозможно, следует надеть фильтрующий противогаз.

3.I2. Аварийные автомобили, машины, механизмы и средства радиосвязи необходимо располагать с наветренной стороны по отношению к разлитой нефти на расстоянии не ближе 30м. Автомобили и механизмы должны устанавливаться так, чтобы была возможность быстрого передвижения и маневрирования всех транспортных средств одновременно и раздельно.

3.I3. Все технические средства, не используемые при выполнении работ, должны находиться за пределами зоны с разлитой нефтью на расстоянии I00м.

3.I4. Территория, загрязненная нефтью, должна быть ограждена красными сигнальными флажками, в ночное время световыми сигналами (красными) при помощи светильников во взрывозащищенном исполнении, а также предупредительные знаки с надписями "Разлита нефть", "Нефть, огнеопасно!", "С огнем не приближаться!", "Не курить!" и т.д.

Вблизи населенных пунктов, железных (или шоссейных) дорог с движением транспорта и пешеходов место растекания нефти должно охраняться специально выставленными постами до полной уборки разлитой нефти. При необходимости следует организовать объезд транспорта на участке дороги, близкой к месту выхода нефти, а также поставить в известность о

возникшей опасной ситуации ближайшего путевого обходчика (или дорожного мастера).

3.15. Территория, загрязненная нефтью, должна тщательно убираться и засыпаться свежим грунтом. Места проведения огневых работ и установки сварочных агрегатов, трансформаторов, баллонов с газами должны быть очищены от нефти в радиусе не менее 15м.

3.16. Если намеченное место раскопки окажется залитыми нефтью, ее следует удалить всеми имеющимися способами и средствами (закачка в нефтепровод, специально подготовленное обваловванное место, земляной амбар, вывозка и т.д.). При растекании нефти необходимо предпринять меры (обвалование, земляной амбар и др.) с целью недопущения ее попадания в водоемы и населенные пункты.

3.17. Управление работой заборного устройства должно быть дистанционным с пульта управления, исключающим нахождение обслуживающего персонала в опасной зоне.

3.18. Электрооборудование, проводка и устройство освещения заборного устройства установки должны быть взрывозащищенными.

3.19. Эксплуатация электрической части заборного устройства, а также дизель-электрической станции должна производиться в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

3.20. Эксплуатация электрической части заборного устройства и дизель-электрической станции, в том числе и устранение неисправности, должны производиться электроперсоналом, закрепленным за данной установкой.

Земляные работы

3.21. Работы по вскрытию котлована и его засыпке должны быть, как правило, механизированы. Ручные работы допускаются в местах, где механизация работ затруднительна.

3.22. Для устойчивой и безопасной работы механизмов и машин площадка для производства аварийных работ должна быть спланирована (срезка, валика, засыпка неровностей, ямок, в зимнее время - очистка от снега) и очищена от нефти. В слабых грунтах и топких местах должен быть настил из бревен или брусьев.

3.23. При подготовке строительной площадки слой грунта, загрязненный нефтью, должен быть срезан бульдозером и вывезен за пределы огнеопасной зоны не менее чем на 50м.

3.24. Параллельно с планировкой и очисткой площадки должны вестись работы по предотвращению растекания нефти. Обвалования должны устраиваться начиная с пониженных мест со стороны жилых поселков, водоемов, рек, лесных массивов, дорог и др.

3.25. Земляной амбар (обвалование) для сбора нефти должен быть устроен на расстоянии не менее 50м от ремонтного котлована.

3.26. Во избежание разлива нефти из земляного амбара (обвалования) должны соблюдаться условия:

- расстояние от зеркала нефти до верха вала не менее 50 см;

- высота вала не более 1,5м, ширина по верху не менее 50 см;

- крутизна откосов вала не более 45°;

- снизу амбара должен быть устроен дренаж.

3.27. До начала земляных работ необходимо установить знаки, указывающие места расположения подземных коммуникаций (электрокабелей, газопроводов и др.).

3.28. Размеры ремонтного котлована должны обеспечить свободное производство всех видов работ при ликвидации повреждения (центровку труб, сварку неповоротных стыков, противокоррозионную изоляцию). Глубина котлована зависит от глубины заложения нефтепровода и должна быть не менее чем на 0,5-0,6 м ниже низа трубы.

Работы в котловане по зачистке и уборке нефти должны выполняться с соблюдением требований "Типовой инструкции по организации безопасного проведения работ в газоопасных местах на предприятиях и объектах", утвержденной Госгортехнадзором СССР.

3.29. При работе экскаватора на участках трассы с поперечной косогорностью предельно допустимым уклоном является 6°.

3.30. При разработке ремонтного котлована сверху вниз (на косогорах) экскаватор должен удерживаться двумя бульдозерами, которые устанавливаются выше экскаватора по обе стороны котлована.

3.31. На участках, имеющих уклон от 15 до 22°, одноковшовые экскаваторы должны быть заякорены. В качестве якоря могут быть использованы тракторы, бульдозеры, лебедки и т.п.

3.32. Разработка грунта в непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций допускается только при помощи лопат без резких ударов; пользоваться ударными инструментами (лопатами, кирками, клиньями и пневматическими инструментами) запрещается.

3.33. При разработке мерзлого грунта клинья должны быть снабжены удерживающими рукоятками. Запрещается держать клинья руками.

3.34. Расстояние между краем гусениц экскаватора и краем отрываемого котлована должно быть не менее 1,5 м во избежание обрушения грунта.

3.35. Для предотвращения обрушения и сползания стенок ремонтного котлована при сильном притоке грунтовых вод должны использоваться металлические или деревянные шпунты, а при отсутствии их - деревянные сваи. Шпунты и сваи должны забиваться техническими средствами, не дающими искр при ударе.

3.36. Если при разработке грунта нефть продолжает поступать из трубопровода, ее необходимо откачивать одновременно с рытьем котлована. При этом должен постоянно контролироваться уровень загазованности в зоне работающего механизма. При необходимости следует средства индивидуальной защиты.

3.37. Во время нахождения людей в котловане запрещается производить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов и грузов. Вдоль котлована должны быть вывешаны предупредительные знаки.

3.38. Если в процессе работы в стенках котлована появятся трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны немедленно покинуть его и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок котлована, срезание грунта или увеличения откосов и др.).

3.39. Во время ремонтных работ в котловане должны находиться только те лица, которые заняты выполнением конкретной работы в данное время. Необходимо систематически контролиро-

вать состав газовоздушной среды в котловане.

Запрещается нахождение в котловане не нужных для работы инструментов, материалов и приспособлений.

3.40. Земляные работы с использованием энергии взрыва должны производиться согласно "Инструкции по технологии производства земляных работ с применением энергии взрыва при эксплуатации магистральных нефтепроводов", "Единых правил безопасности при взрывных работах" и "Инструкции по созданию предохранительной среды при проведении буровзрывных работ на магистральных нефтепроводах в пропитанных нефтью грунтах".

Восстановительные работы

3.41. Огневые работы должны выполняться в соответствии с "Правилами безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов" , "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности" и "Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности".

3.42. На проведение огневых работ должно быть оформлено письменное разрешение по форме приложения 3 "Типовой инструкции о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности" (приложение 2 настоящей Инструкции).

3.43. Перед началом огневых работ исполнители должны получить инструктаж по соблюдению мер безопасности при проведении данных работ.

3.44. Места проведения огневых работ и места установки сварочных агрегатов, баллонов с газами и бачков с горючей жидкостью должны быть очищены от горючих материалов на расстояние согласно действующим противопожарным нормам.

3.45. Аварийный участок до вырезки должен быть зашунтирован перемычкой. При вырезке участка необходимо следить за тем, чтобы перемычка не нарушалась.

3.46. Глиняные и другие тампоны в нефтепроводе должны плотно перекрывать сечение, при трамбовке обеспечивать полную герметизацию концов ремонтируемого участка. Приспособления для трамбовки глины должны быть из материала, не дающего искр при ударах о трубу.

3.47. После набивки в ремонтируемом участке тампонов необходимо провести анализ воздуха на содержание горючих газов и паров для определения возможности проведения огневых работ.

3.48. Сварочные работы на нефтепроводе допускаются при условии, что к месту огневых работ не будут поступать горючие пары и газы. Концентрация горючих паров и газов на ремонтируемом участке между герметизирующими тампонами трубопровода не должна превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию: 5% величины нижнего предела воспламенения данного пара или газа в воздухе (для нефти 0,07% объемных или 2,1 мг-л).

3.49. Перед началом огневых работ котлован должен быть проветрен или провентилирован переносным вентилятором; из котлована должна быть взята проба воздуха для определения возможности проведения в ней огневых работ. К работе можно приступить, если содержание паров и газов в воздухе не будет превышать:

- сероводорода в смеси с углеводородами, мг/м3-3;
- углеводорода (предельных в пересчете на углерод), мг/м3-300.

Если огневые работы продолжаются несколько дней и не исключена возможность внезапной утечки газов и паров, то перед началом огневых работ, а только не реже чем через I ч. необходимо контролировать состояние воздушной среды в ремонтном котловане. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам.

Анализ также производится после каждого перерыва и в случае, если у работающих возникает опасение возможности появления газов и паров нефти на рабочем месте. В последнем случае желательно применение газоанализатора непрерывного действия.

3.50. При несоблюдении мер безопасности, предусмотренных разрешением, а также в случае появления на рабочем месте газа или паров нефти, огневые работы должны быть немедленно прекращены, а работающие выведены из опасной зоны.

При обнаружении опасных концентраций необходимо:

- выйти из загазованной зоны;
- приостановить все работы, кроме требуемых, по соображениям безопасности;
- известить непосредственного руководителя работ или диспетчера;
- ограничить загазованную зону знаками безопасности с учетом направления ветра.

Принять меры к устранению загазованности.

Работы могут быть возобновлены после устранения причин загазованности и утечки при этом содержание паров нефти или газа не должно превышать предельно допустимой концентрации

по санитарным нормам.

3.51. Рабочее место сварщика должно быть защищено от солнечных лучей, атмосферных осадков или сильного ветра зонтом, навесом и т.п.

3.52. Вырезка "окон" должна производиться специальным режущим устройством без применения огня. При этом должны быть соблюдены условия для предотвращения образования искр и исключения падения вырезанной части трубы во внутрь трубопровода.

3.53. При вырезке "катушки" из трубопровода, заполненного нефтью, следует руководствоваться "Инструкцией по эксплуатации трубореза ТрСКН для вырезки "катушки" из трубопровода, заполненного нефтью" и "Едиными правилами безопасности при взрывных работах".

3.54. Освобождать трубопровод от нефти через какие-либо разъемы в задвижке запрещается.

3.55. При заполнении отремонтированного трубопровода нефтью давление следует увеличивать постепенно и равномерно с постоянным контролем за показаниями приборов.

3.56. Во время поднятия давления в нефтепроводе необходимо:

- вести наблюдение за состоянием отремонтированного участка, находясь от него на расстоянии не ближе 50 м;

- не допускать движения транспорта и нахождения людей вблизи отремонтированного участка.

Очистка и изоляция нефтепровода

3.57. При очистке старой изоляции запрещаются химические способы очистки и способы, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода. При работах необходимо пользоваться защитными очками.

3,58. Полимерные ленты следует хранить в закрытом отапливаемом помещении при температуре не более +30°С и на расстоянии не менее I м от отопительных приборов.

3.59. При использовании полимерных пленок разводить открытый огонь и курить в местах хранения пленки и грунтовки запрещается.

3.60. Инвентарь, применяемый при приготовлении битумной грунтовки (черпаки, бачки, мешалки, лейки и др.), не должен иметь пайку легкоплавким припоем, разрушающимся от нагрева. Ручки черпаков должны быть длиной не менее I,5м.

3.6I. При смешивании разогретый битум вливается в бензин, а не бензин в битумную мастику.

Температура битумной мастики в момент приготовления грунтовки (праймера) не должна превышать 70°С.

3.62. Бензин для приготовления грунтовки должен храниться на расстоянии не менее I00 м от места варки битумной мастики. Приготовлять грунтовку следует в смесителях, расположенных на расстоянии не ближе 50 м от места разогрева битума и других источников открытого огня, а также от траншеи нефтепровода.

3.63. Запрещается приготовить праймер (грунтовку) на этилированном бензине или бензоле.

3.64. При нанесении грунтовки на нефтепровод необходимо:

- подносить горячую мастику к месту работы в бочках с

плотно закрывающимися крышками;

- подавать грунтовку в бачке с крышкой на прочной веревке с карабином со специального мостика шириной не менее I м с перилами;

- стоять в стороне от спускаемого бачка с грунтовкой.

Заключительные работы

3.65. После окончания огневых работ необходимо тщательно осмотреть место проведения этих работ и устранить выявленные нарушения, могущие привести к возникновению пожара, к травмам или аварии.

3.66. Вскрытый участок нефтепровода должен быть засыпан чистым грунтом.

3,67. Остатки нефтии и грунт, пропитанный нефтью, должны быть собраны в земляной амбар, выемку в грунте и т.п., где их должны сжечь после согласования с территориальной пожарной охраной. Вокруг места сожжения (земляного амбара и т.п.) должна быть предварительно подготовлена противопожарная защитная полоса шириной I0 м.

3.68. Территория, которая была занята для ликвидации отказа и ее последствий, должна быть спланирована и передана землепользователю.

От ВНИИСПТнефти:

И.о.директора института,к.т.н. А.К.Гумеров

И.о.заведующего лабораторией техники и технологии АВР,к.т.н. Р.М.Мавлютов

И.о.зав.сектором лаборатории техники и технологии АВР,к.т.н. М.Г.Векштейн

Старший инженер И.С.Никитина

От Главтранснефти:

Зам.начальника, гл.инженер В.Х. Галюк

Нач.отдела тех. эксплуатации маг-ых неф-ов и нефтебаз В.С. Инкин

От ВНИИТБ:

Директор института,к.т.н М.М.Сулейманов

Ученый секретарь института,к.т.н Р.Я.Эстрин

Старший инженер лаборатории безопасности нефтепромысловых работ Н.С.Хачатурова

м.н.с. сектора безопасности работ при транспорте нефти В.Е.Смелова.

Приложение I

Электроды, режимы сварки,
сварочное оборудование

П.I.I. При аварийно-восстановительных работах на нефтепроводах электродуговую сварку следует выполнять качественными электродами (табл.П.I.) органического и фтористо-кальциевого типов, удовлетворяющих требованиям ГОСТа 9467-75, 9466-75.

Таблица П.I.I.

Марки отечественных электродов, рекомендуемые для электродуговой сварки при ведении аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах

Электроды			Назначение по слоям	Условия эксплуатации трубопровода
Тип (ГОСТ 9467-75)	Марка	Диаметр мм		
I	2	3	4	5
Э42А-Ф	УОНИ-I3/45	3	Первый (корневой) слой стыков труб с нормативным, по ТУ, пределом прочности до 50 кг/мм^2	Минимальная температура эксплуатации не ниже минус 60^{0}С
Э42А-Ф	УОНИ-I3/45	4	Заполняющие слои шва стыков труб с нормативным, по Ту, пределом прочности до 50 кг/мм^2	То же

I	2	3	4	5
Э42-0	ВСЦ-4	4	Первый(корневой) слой стыков труб с нормативным, по ТУ, пределом прочности до 55 кг/мм^2	Минимальная температура эксплуатации не ниже минус 40^{0}С
Э50-0	ВСЦ-4А	4	Первый(корневой) слой стыков труб с нормативным, по ТУ, пределом прочности 55-60 кг/мм^2	Минимальная температура эксплуатации не ниже - 40^{0}С
Э50А	УОНИ-I3/55	3	Первый (корневой) слой стыков труб с нормативным, по ТУ, пределом прочности до 60кг./мм^2	Минимальная температура эксплуатации не ниже 60^{0}С
Э50А-Ф	ВСФС-50	4		
Э50А-Ф	УОНИ-I3/55	4	Заполняющие слои шва стыков труб с нормативным,по ТУ, пределом прочности до 55 кг/мм^2	То же
Э50А-Ф	УОНИ-I3/55	5	Облицовочные слои шва стаков труб с нормативным,по ТУ, пределом прочности до 55 кг/мм^2 при условии сварки в нижнем или полувертикальном положении жении	То же
Э50А-Ф	ВСФ-60	4	Заполняющие слои шва стыков труб с нормативным,по ТУ, пределом прочности до 55 кг/мм^2	То же

I	2	3	4	5
Э60А-Ф	ВСФ-50	5	Облицовочные слои шва стыков труб с нормативным, по ТУ пределом прочности 55-60 кг/мм^2 при условии сварки в нижнем или полувертикальном положении	Минимальная температура эксплуатации не ниже -60°С

Примечание: Все электроды пригодны для сварки в любых пространственных положениях на постоянном токе обратной полярности (плюс на электроде) от источника электропитания с падающей вольтамперной характеристикой, причем для электродов марки УОНИ - обязательна обратная полярность.

П.I.2. Для сварочных работ можно применять и зарубежные марки электродов, подобные отечественным электродам, органического и фтористо-кальциевого типов.

Аналоги отечественных электродов

УОНИ-I3/55 - "Гэрант" (ГДР), Фокс ЕВ-50 (Австрия)

ВСФС-50 - -"- -"- -"-

УОНИ-I3/45 - Е44.83 (ЧССР)

ВСЦ-4 - Фокс Цель (Австрия), Флитвелд-5П (США)

П.I.3. Каждая партия электродов должна иметь сертификат с указанием завода-изготовителя, даты изготовления, условного обозначения присадочных материалов и результаты испытаний данной партии.

При отсутствии сертификата на сварочные материалы их применение при производстве огневых работ на магистральных нефтепроводах запрещается.

П.I.4. Пределы по сварочному току в зависимости от типов (марок) и диаметра электродов, а также от пространственного положения, приведены в табл.П.I.2.

Таблица П.I.2.

Сварочный ток (в а) в зависимости от типов (марок) и диаметра применяемых электродов и от пространственного положения сварки

Электроды		Пространственное положение		
Тип (марка)	Диаметр	нижнее	Вертикальное	Полупотолочное и потолочное
	мм	сила тока, а		
Э50А-Ф (УОНИ-I3/55, Гарант и др. подобные им)	8-8,25	I40-I80	I30-I60	I20-I50
-"-	4	I80-220	I60-I80	I40-I60
-"-	5	220-260	200-230	Сварку не ведут
Э42-0,Э50-0 (ВСЦ-4,ВСЦ-4А и др.подобные им)	4	I40-I70	I30-I60	I20-I50

Примечание: Электродами типа Э50А-Ф сварка производится в направлении снизу вверх, а электродами типа Э42-0, Э50-0 - сверху вниз.

П.I.5. Для производства сварочных работ рекомендуется применять передвижные одно- и многопостовые сварочные агрегаты марок АСБ-300-8, АДД-303, АДД-305, АДБ-309УI, АСДП-500Г, АСДП-500Г-3М.

П.I.6. Передача тока от сварочного агрегата к месту сварки осуществляется гибкими проводами с резиновой изоляцией марок ПДГН или ПРГД.

Приложение 2

Разрешение на проведение огневых работ
во взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах
в аварийных случаях

I. Цех, объект, отделение, установка, участок _____

_____

2. Место работы _____
(аппарат, коммуникация и т.п.)

3. Содержание работы _____

4. Ответственный за подготовку к огневым работам _____

_____
(должность, ф.и.о.)

5. Ответственный за проведение огневых работ _____

_____
(лица, выдавшие разрешение на проведение огневых работ)

_____
(должность, ф.и.о.)

6. Перечень и последовательность подготовительных мероприятий и меры безопасности при выполнении огневых работ:

- при подготовительных работах _____

_____

- при проведении огневых работ _____

_____

7. Занимаемая должность лица, выдавшего разрешение _

_____
подпись

8. Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа _____

№ пп	Ф.И.О.	Профессия	Подписи инструктируемых о прохождении инструктажа	Подпись проводившего инструктаж

9. Результаты анализа воздуха _____

(Дата, время, место отбора проб, концентрация)

10. Мероприятия, предусмотренные в п.6а, выполнены

_____

(дата, подпись лица, ответственного за подготовку огневых работ)

11. Рабочее место подготовлено к проведению огневых работ __

_____

(дата, подпись лица, ответственного за проведение огневых работ)

12. Разрешаю производство огневых работ _____

(дата, подпись начальника цеха, заместителя начальника производства)

с _____час. до _____ час.

13. Уведомлен главный инженер _____

(дата, подпись)

14. Уведомлен: Председатель пожарной охраны _____

(дата, подпись)

15. Разрешение продлено на "___"_____ 1979г.

с _____ час. до _____ час.

Ответственный за подготовку и проведение огневых работ _____

(подпись)

Ответственный за проведение огневых работ _____

(подпись)

_____

(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие требования	3
2. Организация и технология ведения аварийно-восстановительных работ	8
Организация аварийно-восстановительных работ (АВР)	8
Технология ведения аварийно-восстановительных работ	I8
Земляные работы	I9
Освобождение трубопровода от нефти. Сбор нефти	23
Герметизация внутренней полости трубопровода	24
Сварочно-монтажные работы. Общие требования к сварным соединениям	25
Ликвидация последствий отказа	38
3. Техника безопасности при ликвидации отказов	40
Общие положения	40
Подготовительные работы	42
Земляные работы	45
Восстановительные работы	48
Очистка и изоляция нефтепровода	52
Заключительные работы	53
Приложение I. Электроды, режимы сварки, сварочное оборудование	55
Приложение 2. Разрешение на проведение огневых работ во взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах в аварийных случаях	60

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ПОВРЕЖДЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-30-195-79

ВНИИСПТнефть
450055, Уфа, пр.Октября,144/3

Подписано в печать 5.04.1985 П03274
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л.3,1. Тираж 250 экз.
Заказ 95
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru