

ФГБОУ ВО УГНТУ ССП ИДПО

Кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа»

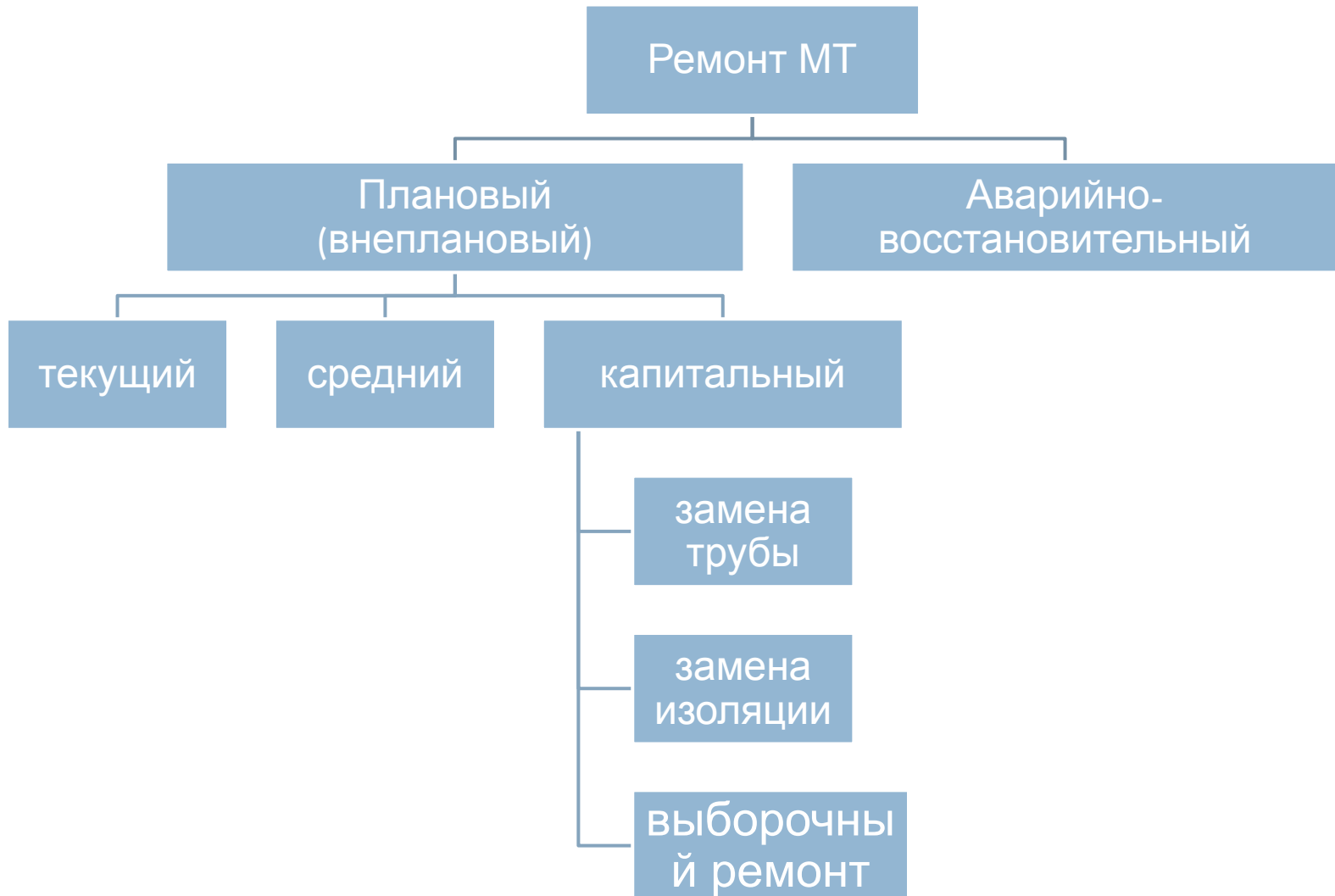
Дисциплина «Современные ресурсоэнергосберегающие технологии
сооружения и ремонта нефтегазопроводов»

Тема: Организация ТО и ремонт объектов МТ

Лектор: канд. техн. наук, доцент Р.А.
Фазлетдинов

Виды ремонта МТ

2



Последовательность работ при капитальном ремонте

4

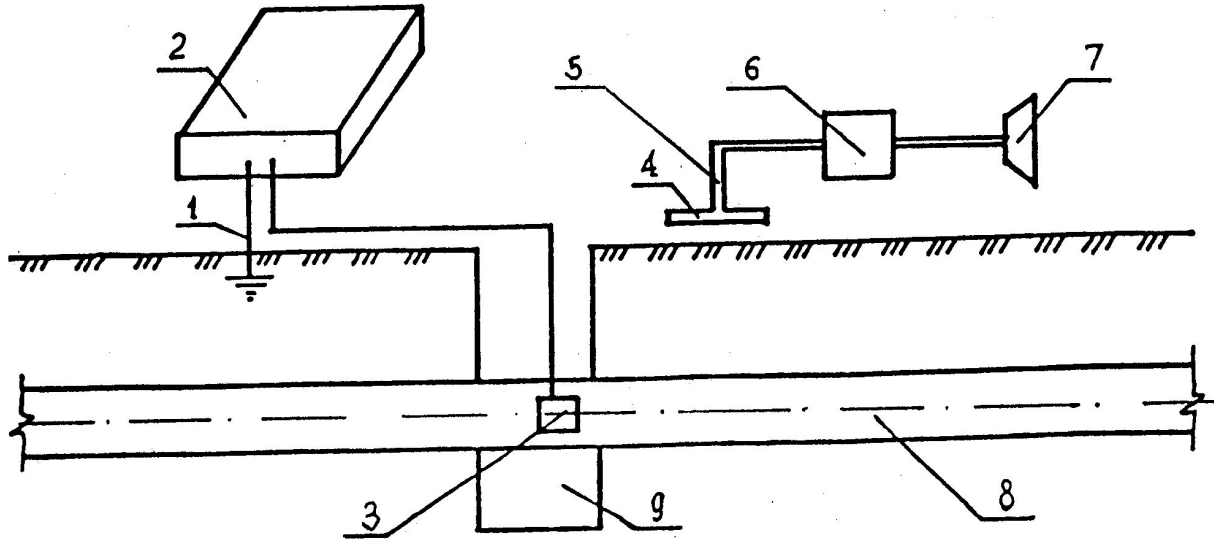
При ремонте линейной части трубопровода технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- а) определение положения трубопровода;
- б) планировка полосы отвода земель в зоне движения машин, снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- в) разработка траншеи способом, соответствующим выбранной схеме ремонта;
- г) проверка технического состояния трубопровода, контроль поперечных сварных стыков и усиление их в случае необходимости;
- д) замена трубопровода на протяженном участке, или подъем трубопровода, или его подкоп в зависимости от выбранной схемы ремонта;
- е) очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- ж) укладка трубопровода на лежки (опоры-крепи) при его ремонте с подъемом;
- з) восстановление стенки трубы или сварка новой нитки трубопровода при его замене;
- и) окончательная очистка трубопровода перед нанесением новой изоляции;
- к) нанесение нового изоляционного покрытия;
- л) укладка трубопровода;
- м) присыпка трубопровода и окончательная засыпка траншеи;
- н) рекультивация плодородного слоя почвы.

Определение местоположения

Т Схема подключения генератора к трубопроводу:

5



1 – заземление; 2 – генератор; 3 – место подключения генератора к трубопроводу; 4 – антенна; 5 – штанга; 6 – приемник;

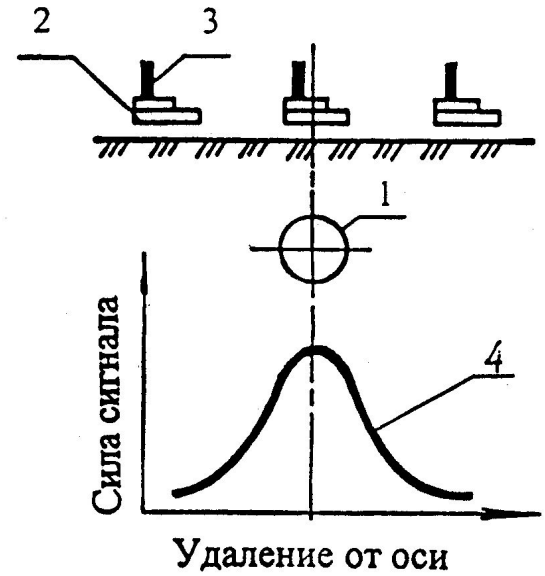
7 – головные телефоны; 8 – трубопровод; 9 – колодец.

Схема поиска трубопровода прибором ИТ-5:

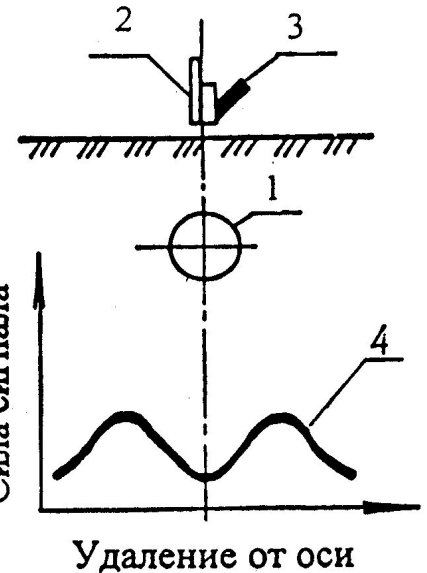
а – по максимуму сигнала; б – по минимуму сигнала

1 – трубопровод; 2 – антенна; 3 – штанга;

4 – кривая уровня слышимости сигнала в телефонах



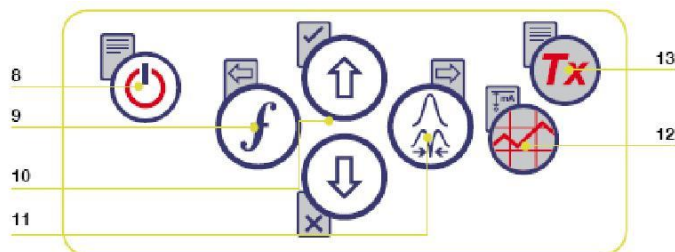
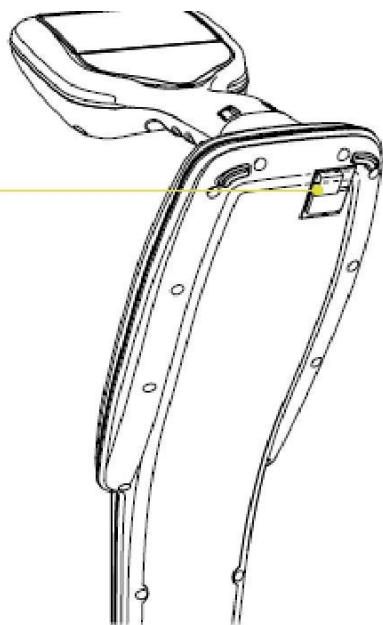
а)



б)

Определение местоположения трубопровода Пергам RD 8000

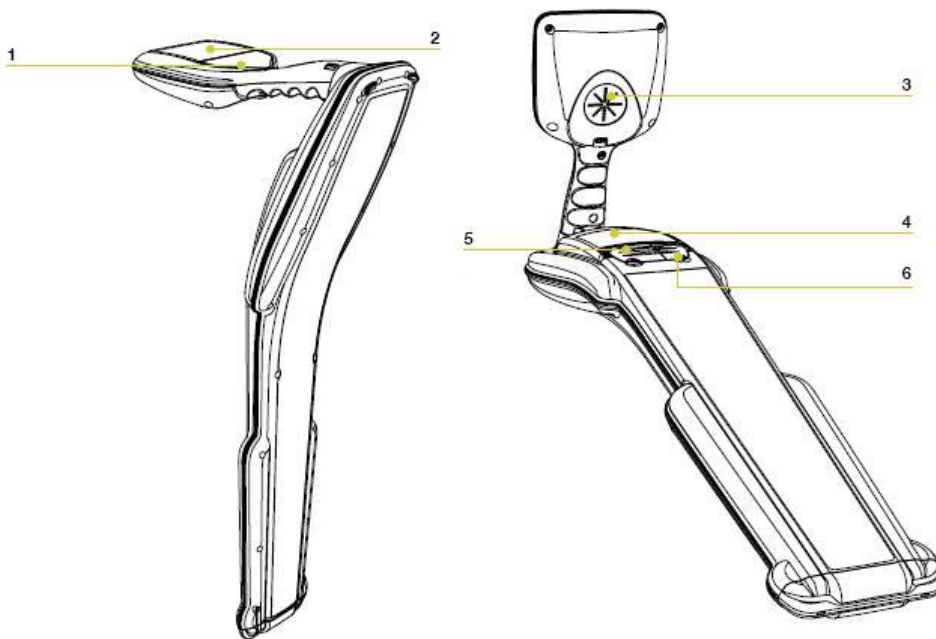
6



7 - Антенна модуля Bluetooth®. 8 - Кнопка включения питания ; 9 - кнопка для выбора частот; 10 - Кнопки со стрелками вверх и вниз; 11 - кнопка антенны; 12 - Кнопка графики 13 – Кнопка передачи команд с приемников на Генераторы

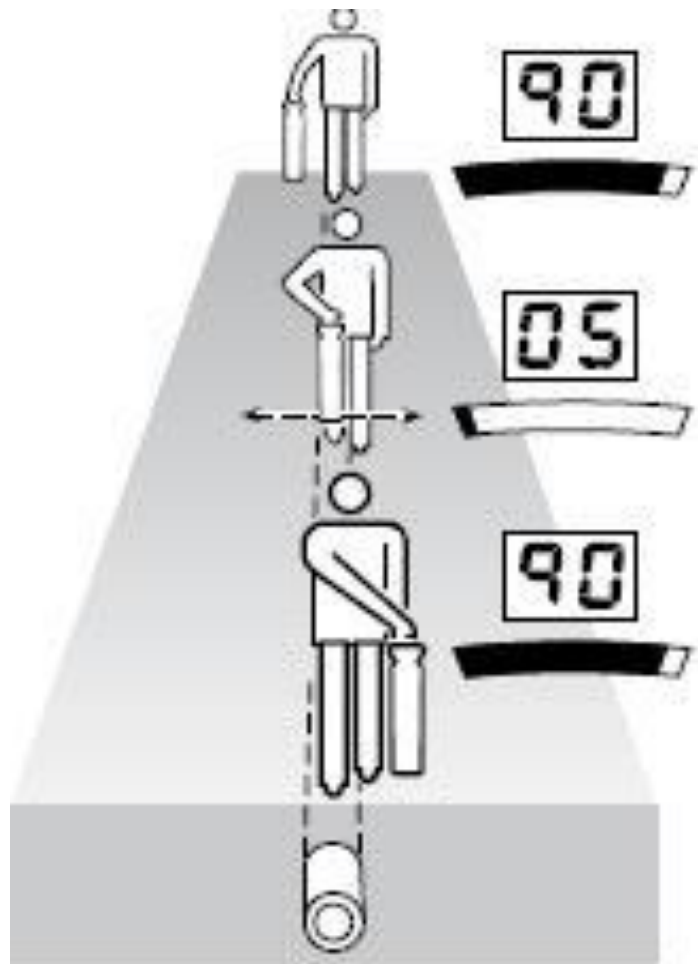
Приемник RD8000

1.Клавиатура; 2 - Жидкокристаллический дисплей (ЖКД) с автоматической задней подсветкой. 3 - Динамик; 4 - Отсек батарей питания; 5- Отсек для подключения принадлежностей; 6 - гнездо для подключения наушников.

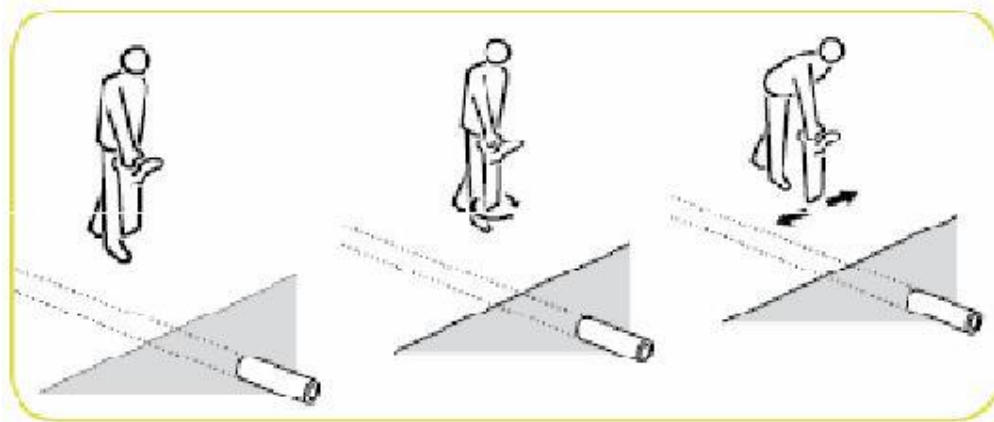


Обследование коммуникации с помощью Пергам RD 8000

7



Приближенное определение местоположения коммуникации



Точное определение местоположения коммуникации по максимальному сигналу

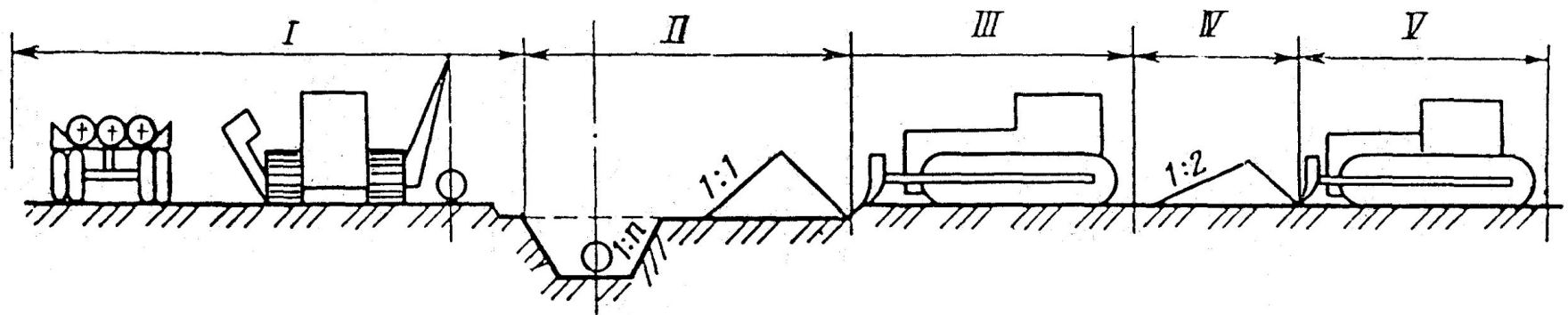
Когда вы перемещаете приемник над трассой, стрелки влево и вправо (и сопровождающий тональный звуковой сигнал) будут указывать, находится ли искомая трасса слева или справа от приемника.

Схема снятия плодородного слоя

ПОЧВЫ

8 В зоне ведения работ

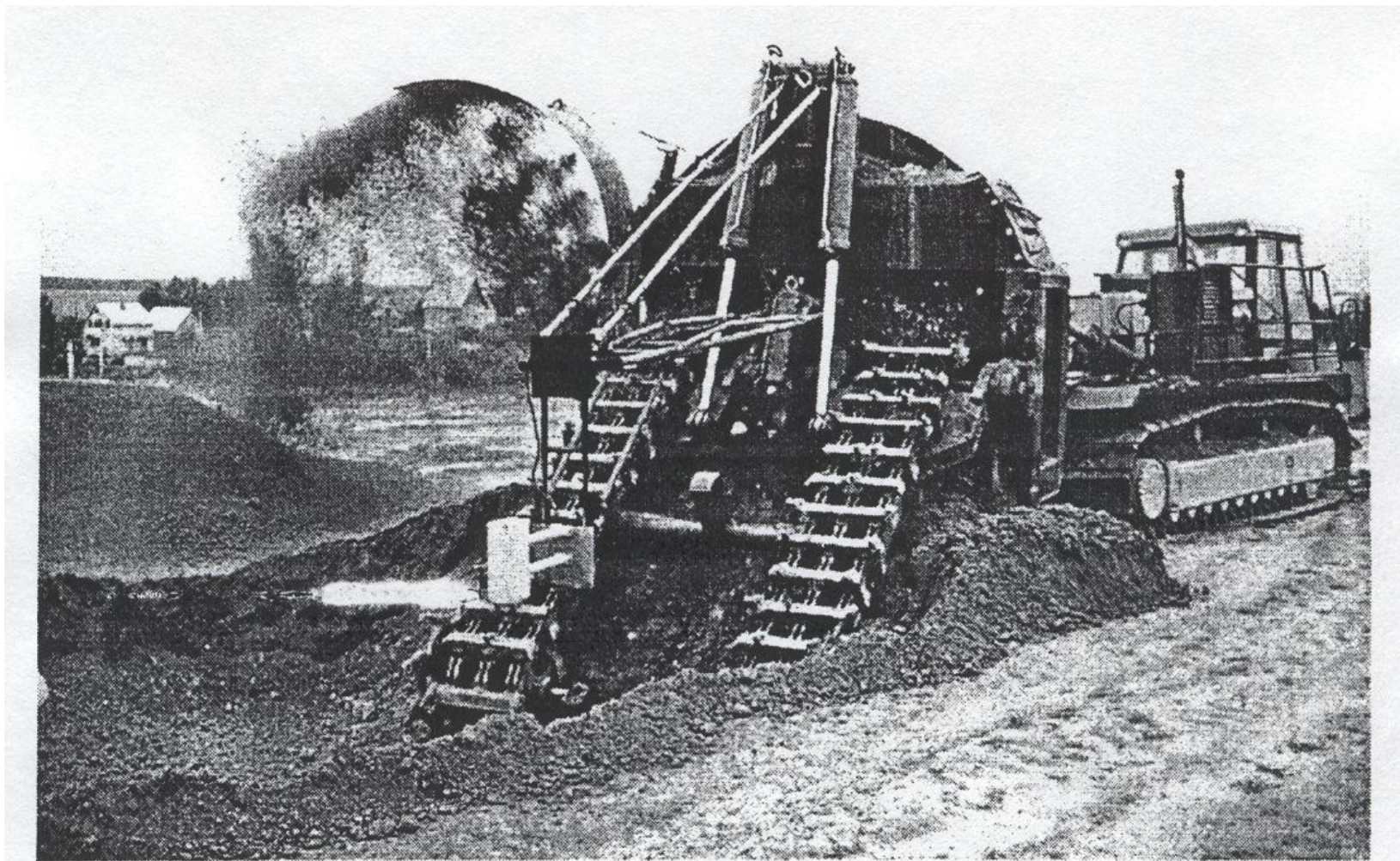
Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, должна равняться ширине траншеи по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. С целью сохранения плодородного слоя рекомендуется в ширину полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, включать 0,5 м с одной стороны траншеи, зону разработки траншеи и отвала минерального грунта и зону работы бульдозера (зона III)



I – зона прохода ремонтной колонны; II – зона разработки траншеи и отвала минерального грунта; III, V – зоны работы бульдозера; IV – зона отвала плодородного слоя почвы.

Машина для послойной разработки грунта (МПРГ-1)

9



Земляные работы при вскрытии трубопровода

10

При ремонте трубопровода имеют место два случая вскрытия трубопровода:

- при ремонте с подъемом он вскрывается до нижней образующей;
- при ремонте без подъема (с подкопом) трубопровод должен быть вскрыт ниже нижней образующей на глубину не менее 1 м.

При механизированном способе выполнения ремонтных работ размеры траншеи должны быть достаточными для свободного перемещения по трубе очистных и изоляционных машин. Ширина траншеи по низу должна быть не менее $D_H + 1,0$ м.

При разработке траншеи специальными вскрышными экскаваторами ее ширина по низу b равна:

$$b = D_H + 2k,$$

где D_H - наружный диаметр трубопровода;

k - ширина режущей кромки рабочего органа машины.

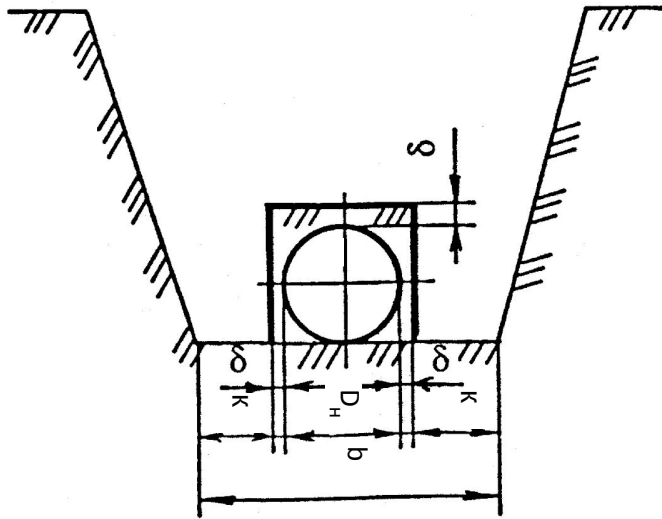
При разработке траншеи одноковшовым экскаватором:

$$b = D_H + 2k + 2\delta,$$

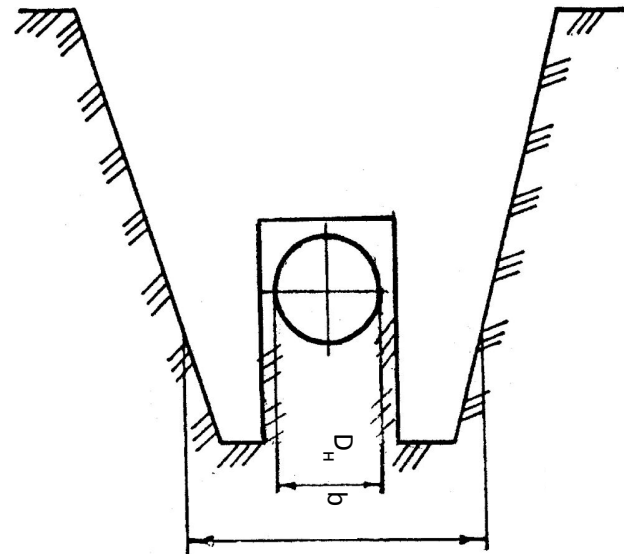
где δ - расстояние от режущей кромки экскаватора до трубы. Обычно принимают $\delta = 0,15...0,2$ м.

Поперечный профиль траншеи трубопровода

11



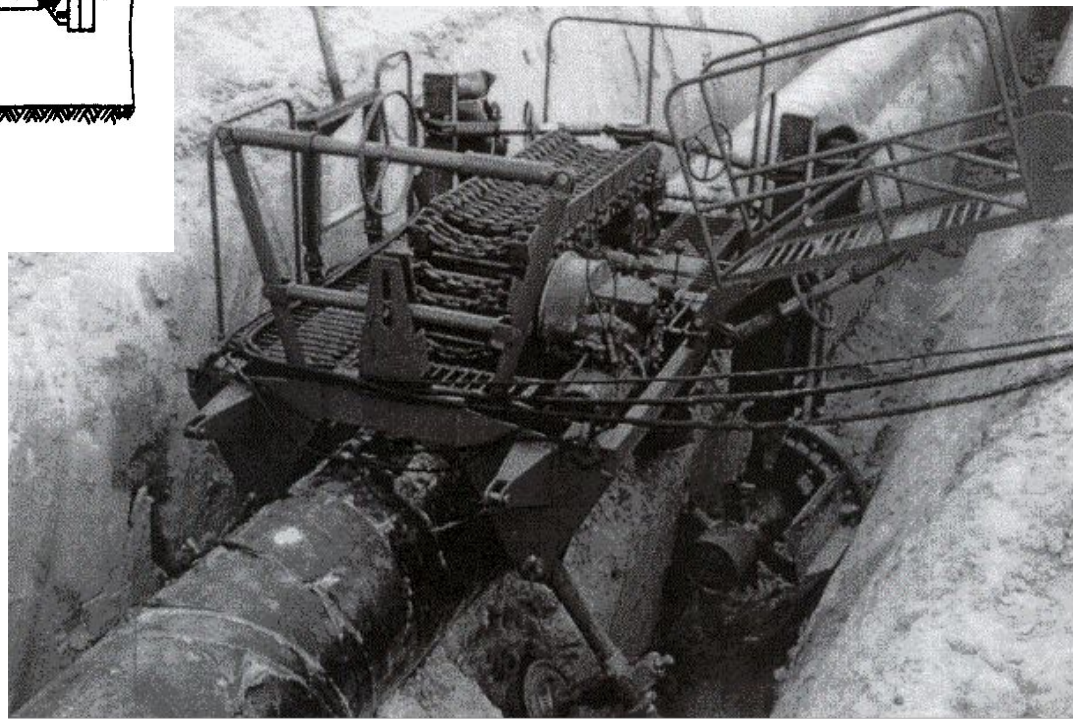
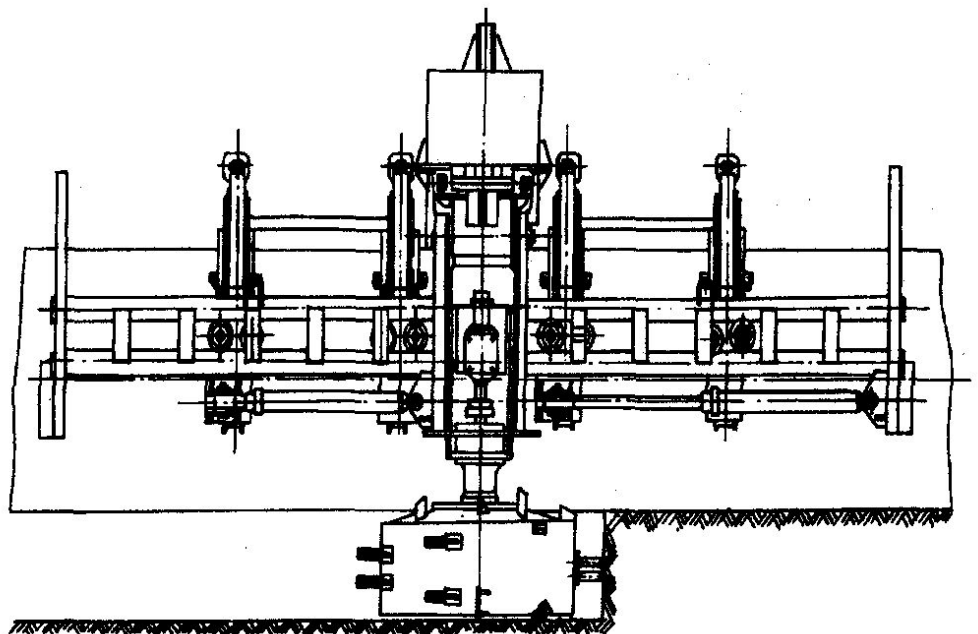
а – при ремонте с подъемом



б – при ремонте без подъема

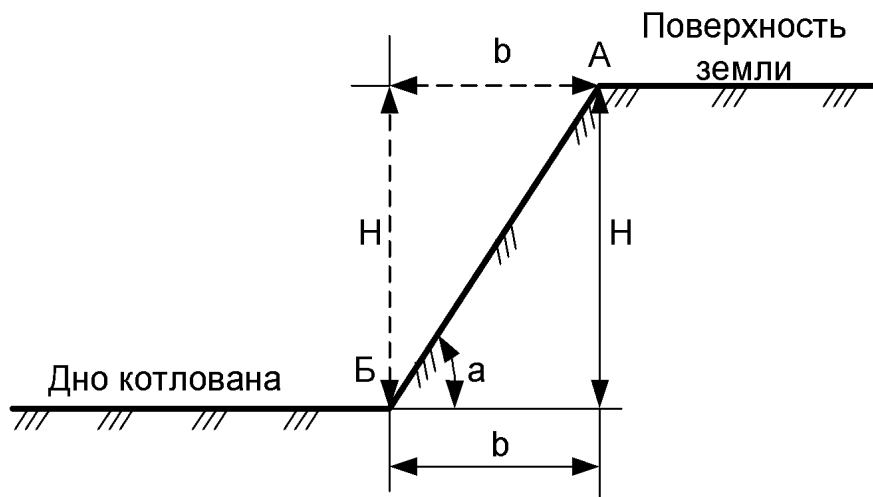
Подкапывающая машина

12



Требования к разработке котлованов и траншей

13



точка А – бровка котлована;
 точка Б – край основания котлована;
 а – угол откоса стенки котлована;
 Н – глубина котлована;
 в – расстояние по горизонтали от края основания котлована до бровки котлована;

Расчет крутизны откоса котлована
 ($\text{tg } a = H/b$)

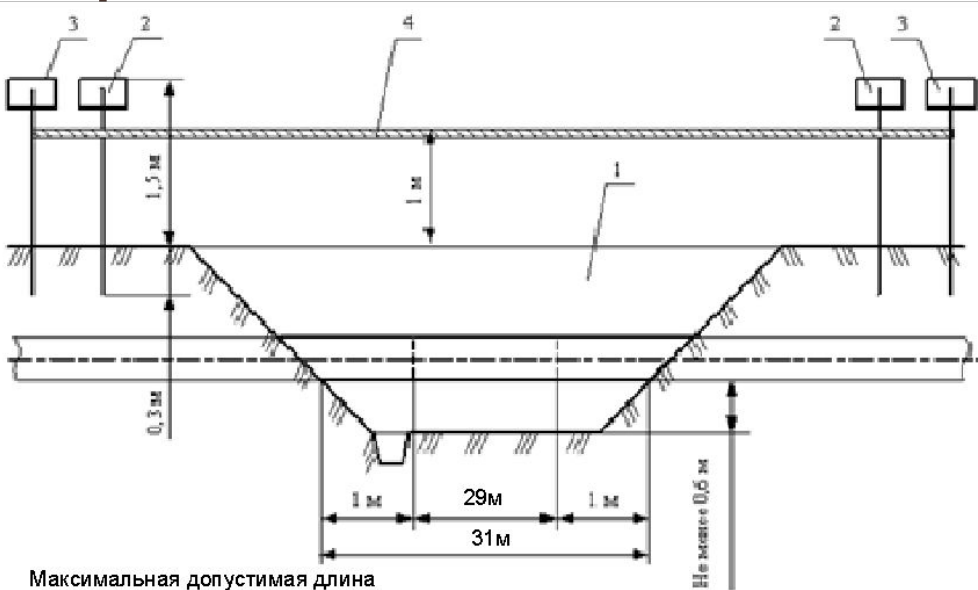
Вид грунта	Глубина траншеи, котлована (траншеи), м					
	до 1,5		от 1,5 до 3,0		от 3,0 до 5,0	
	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон	угол откоса, град.	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Примечание - При напластовании различных видов грунта крутизну откосов назначают по наименее устойчивому виду от обрушения откоса.

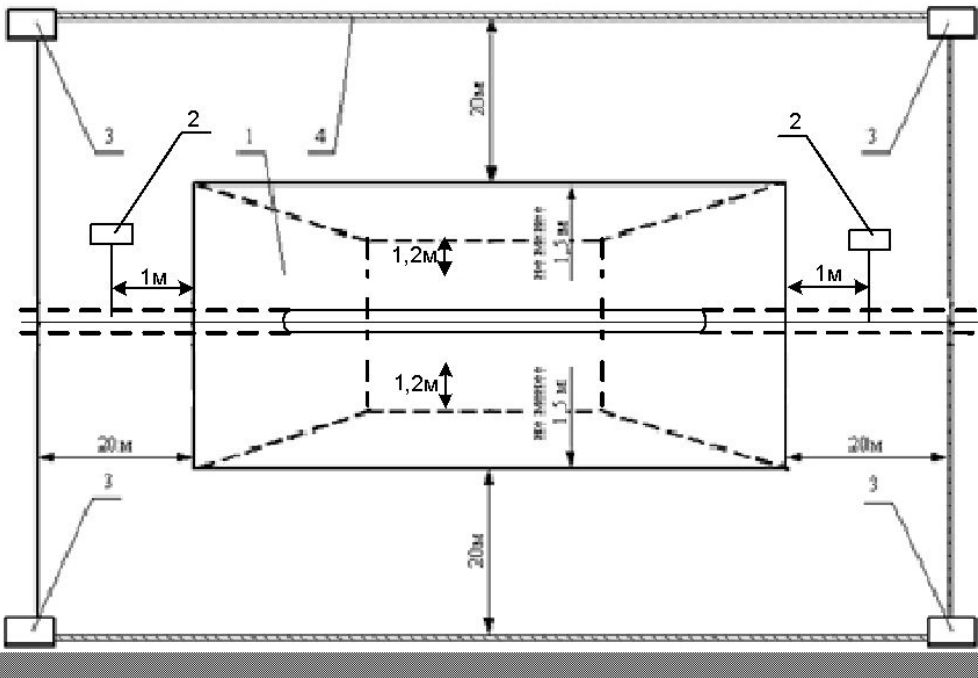
длина котлована $A = L + 2,4$ м,

Разработка котлована

14



Максимальная допустимая длина подкопанного участка не более 7 м.



1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования МТ и фактической глубины его заложения; 3 – предупредительный знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты

Схема обозначения ремонтного котлована при выборочном ремонте МНПП Ду 500

Освобождение трубопровода от перекачиваемого продукта

15

Общие положения

Освобождение от перекачиваемого продукта является важной составляющей при выполнении капитального ремонта магистрального трубопровода с заменой трубы или катушки

Освобождение ремонтируемого участка трубопровода от продукта производится после остановки перекачки или без нее при возможности переключения на резервную нитку ППМН (ППМНПП) или лупинг, и закрытия линейных задвижек, отсекающих ремонтируемый участок.

Цель - обеспечение полного освобождения внутренней полости трубопровода от продукта до нижней образующей трубы на расстоянии от места производства ремонтных работ не менее 40 м.

Схемы освобождения трубопровода

16

В
резервуар
ы НПС

магистрал
ьный
трубВпров

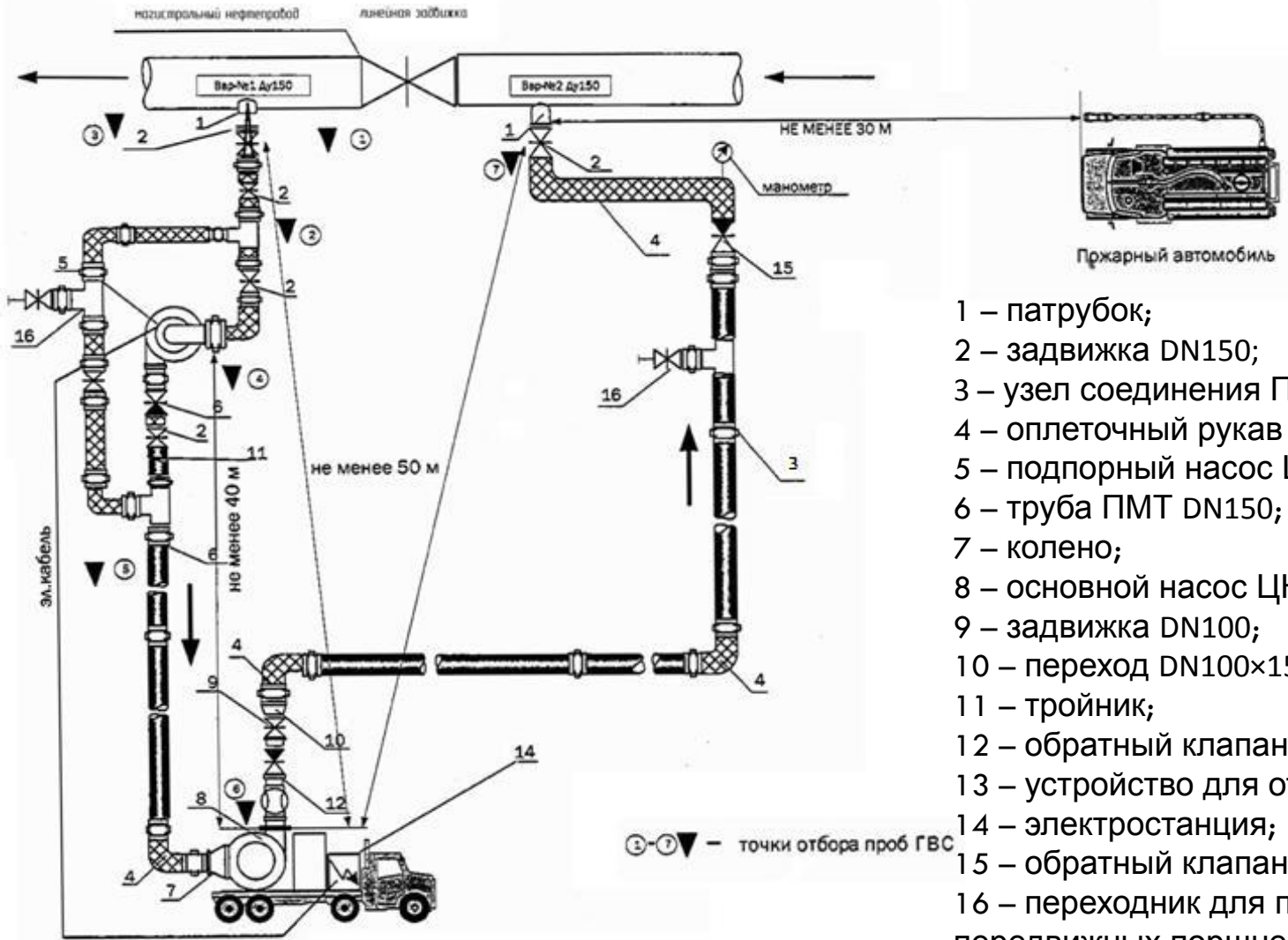
е
герметичн
ые
В сборно-

разборные
резервуар
ы
открытого

В
передвижн
ые
емкости



Схема откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода за задвижку



- 1 – патрубок;
- 2 – задвижка DN150;
- 3 – узел соединения ПМТ;
- 4 – оплеточный рукав с наконечником ПМТ;
- 5 – подпорный насос ЦНС 150-50;
- 6 – труба ПМТ DN150;
- 7 – колено;
- 8 – основной насос ЦНС 150-500;
- 9 – задвижка DN100;
- 10 – переход DN100×150;
- 11 – тройник;
- 12 – обратный клапан DN100;
- 13 – устройство для откачки нефти;
- 14 – электростанция;
- 15 – обратный клапан DN150;
- 16 – переходник для подключения передвижных поршневых и вакуумных агрегатов

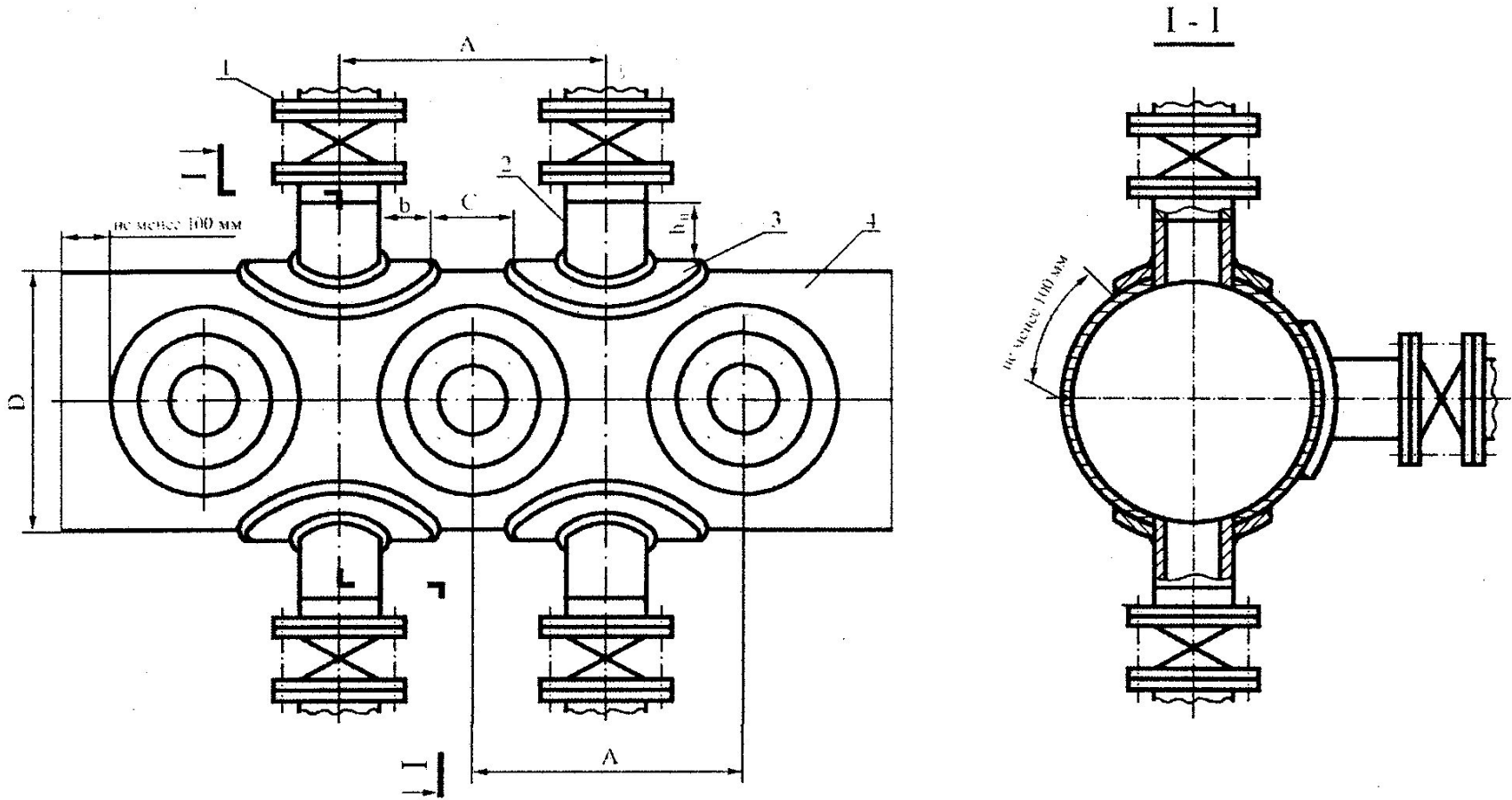
③-⑦ ▽ – точки отбора проб ГВС

Оборудование для откачки продукта

- Вантузы для откачки продукта/впуска воздуха;
- Передвижные насосные установки;
- Мобильный герметичный резервуар;
- Временные трубопроводы.

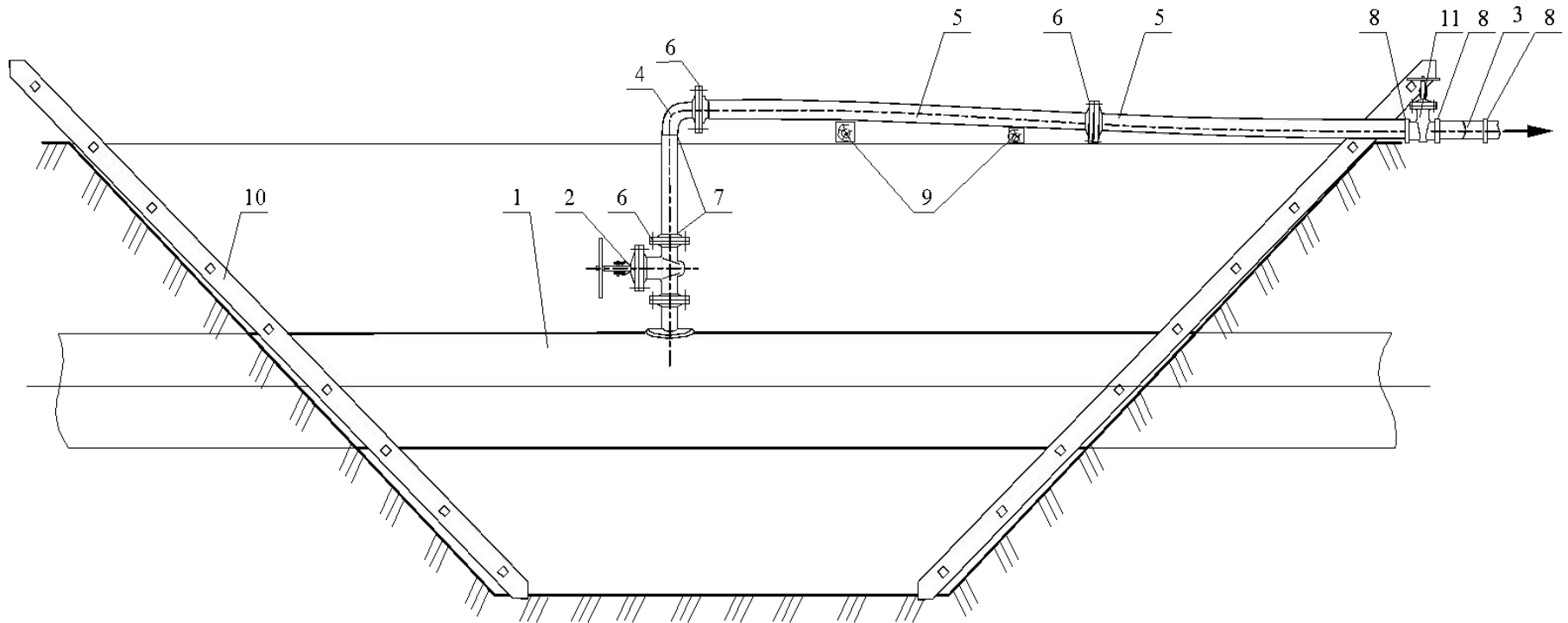
Вантузы для откачки продукта/впуска воздуха

19



Вантуз для откачки продукта с верхней образующей трубы

20



- 1 – МТ; 2 – вантуз; 3 – тройник ПМТ; 4 – отвод 90°; 5 – рукав всасывающий; 6 – фланцевое соединение; 7 – сварное соединение; 8 – замок ПМТ; 9 – горизонтальные опоры, поддерживающие обвязку ВТП; 10 – приставная лестница; 11 – задвижка клиновая с патрубками ПМТ

Передвижная насосная установка

ПНУ-2

21



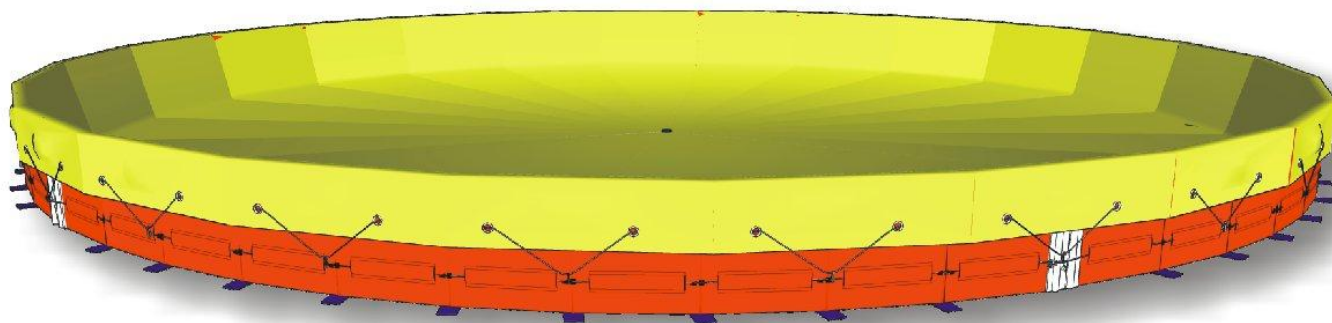
Состав оборудования ПНУ-2:
основной насос,
силовая установка,
ультразвуковой
счетчик, подпорный
самовсасывающий
насос,
электродвигатель,
гидроустановка
высокого давления,
кран-манипулятор.

Параметры	Номинальный режим	Рабочий диапазон
Q, м ³ /ч	150	20÷160
H, м	500+20	500÷550
n _{об} , об/мин	2735	2380÷3200
P _{вс} , МПа	<0,5÷1,6	
N, кВт	350	
m, кг	6500	

Параметры подпорного самовсасывающего насоса ЦНС 150-50:

подача номинальная, м³/ч – 150;
напор номинальный, м – 50;
максимальная высота всасывания, м – 8,5.

Мобильный герметичный резервуар



ВХН-250

Временные трубопроводы

23

Сборно-разборные трубопроводы

стальные

алюминиевые

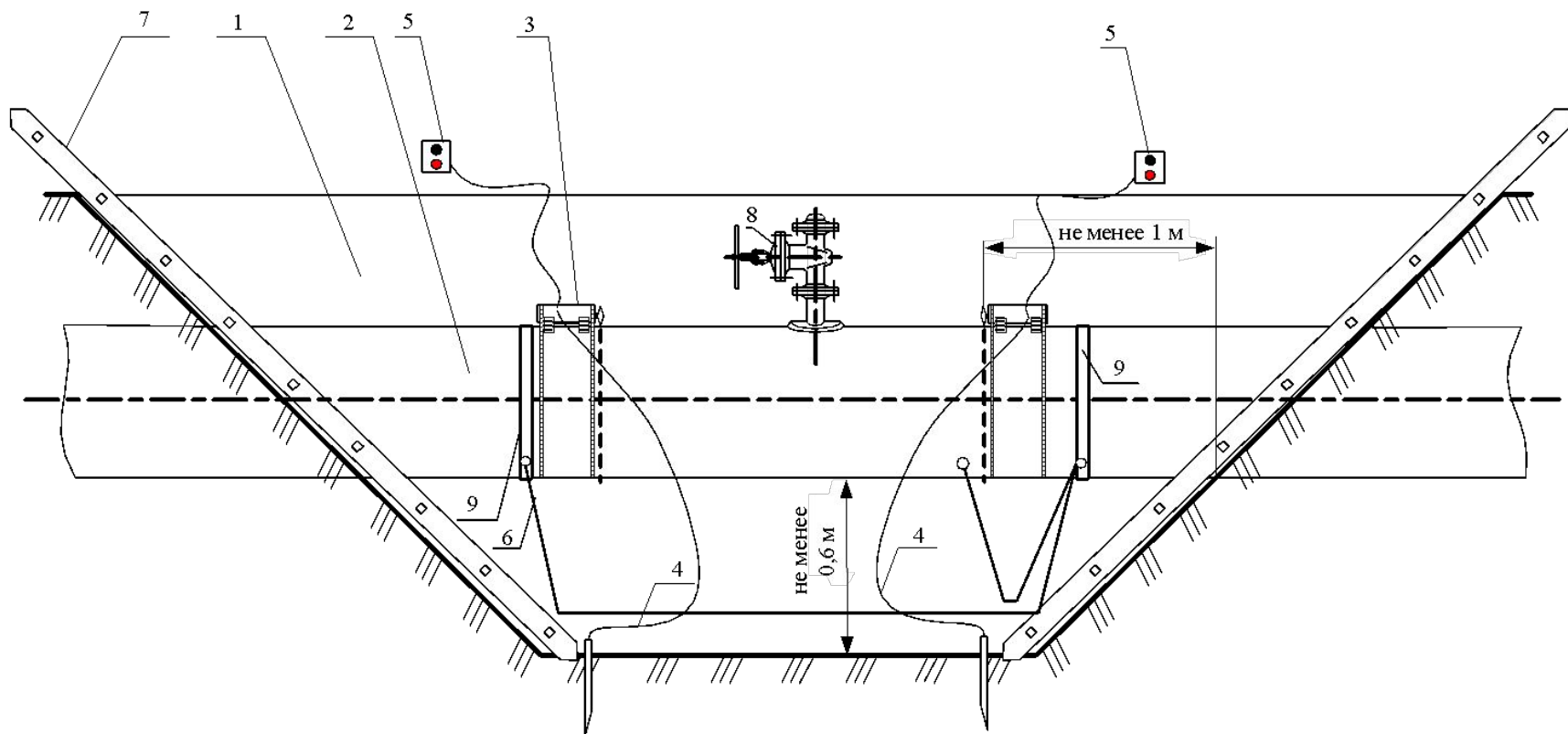
КОМПОЗИТНЫЕ

плоскосворачиваемые

Характеристика ПМТ/ПМТП

Характеристики	ПМТ-100	ПМТ-150	ПМТП-150	ПМТБ-200
тип соединения	хомут		раструб	
Давление рабочей среды, кг/см ²	25		60	
Диаметр и стенка трубы, мм	102x2	152x3,25		219x3,5
Температура окружающей среды, С	-40..+80		-60..+80	
Вес одной трубы , кг	32	78	80,9	124,5
Тип наружного и внутреннего покрытия	цинковое покрытие		цинковое покрытие либо эмаль	эмаль
Комплект уплотнений	кольцо резиновое, хомут (муфта) металлический		кольцо резиновое уплотнительное ПМТП кольцо стопорное металлическое ПМТП прокладка микропористая ПМТП	
Специальный монтажный инструмент	не требуется		ключ монтажный ПМТП втулка разъемная ПМТП	

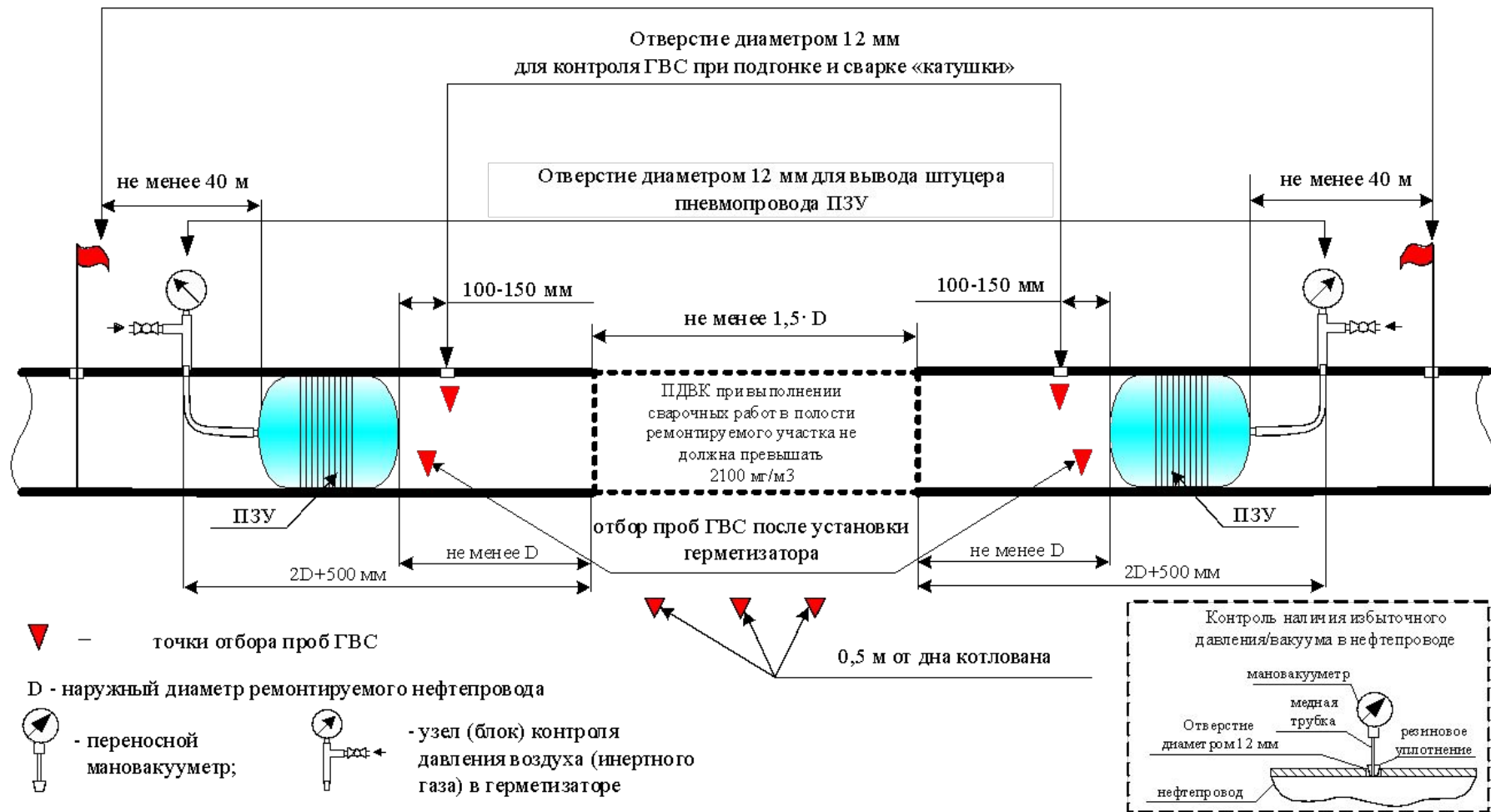
Схема безогневой вырезки дефектного участка МТ



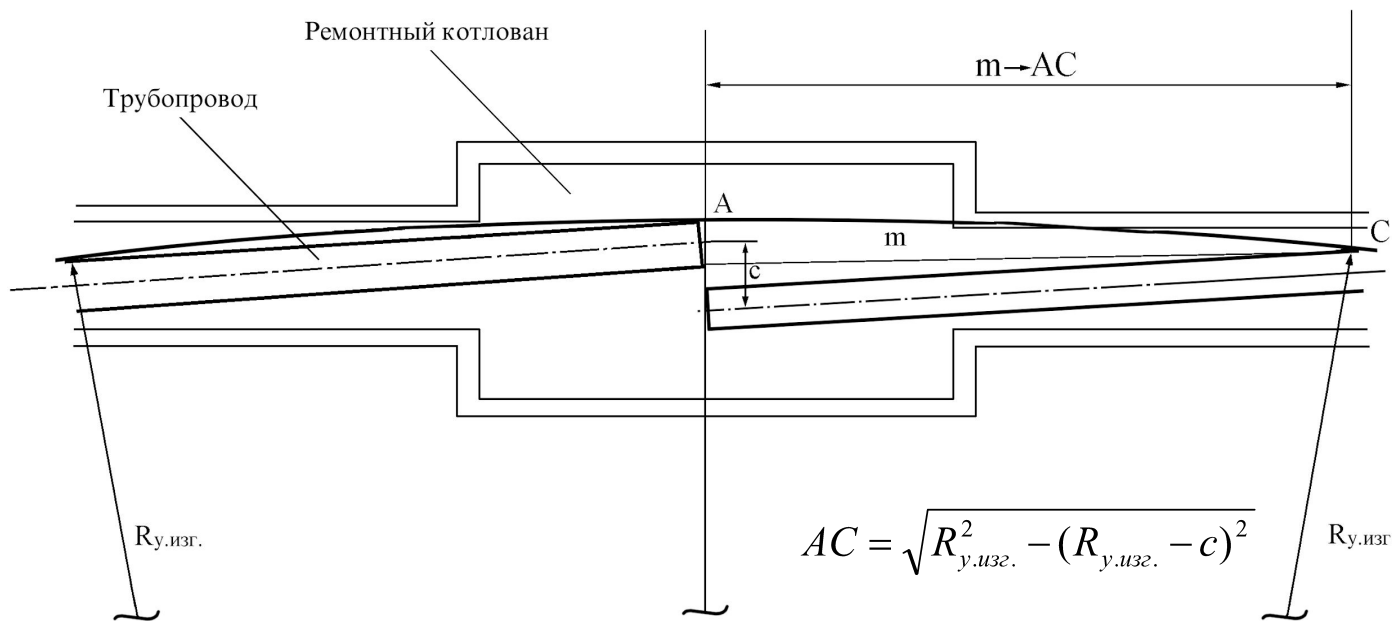
1 – рабочий котлован; 2 – МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем; 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница; 8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Герметизация полости труб при сварке

Отверстия диаметром 12 мм для контроля уровня нефти во внутренней полости освобожденного от нефти нефтепровода и наличия избыточного давления/вакуума



Подключение отремонтированного участка к магистрали



Длина откапываемого участка МН при выполнении технологического захлёста

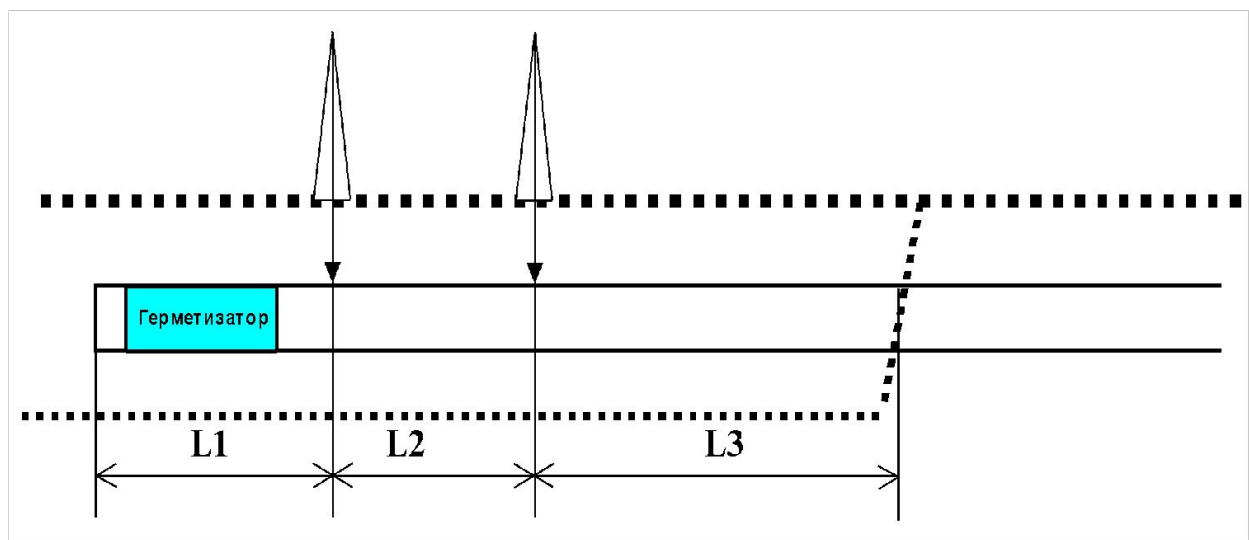
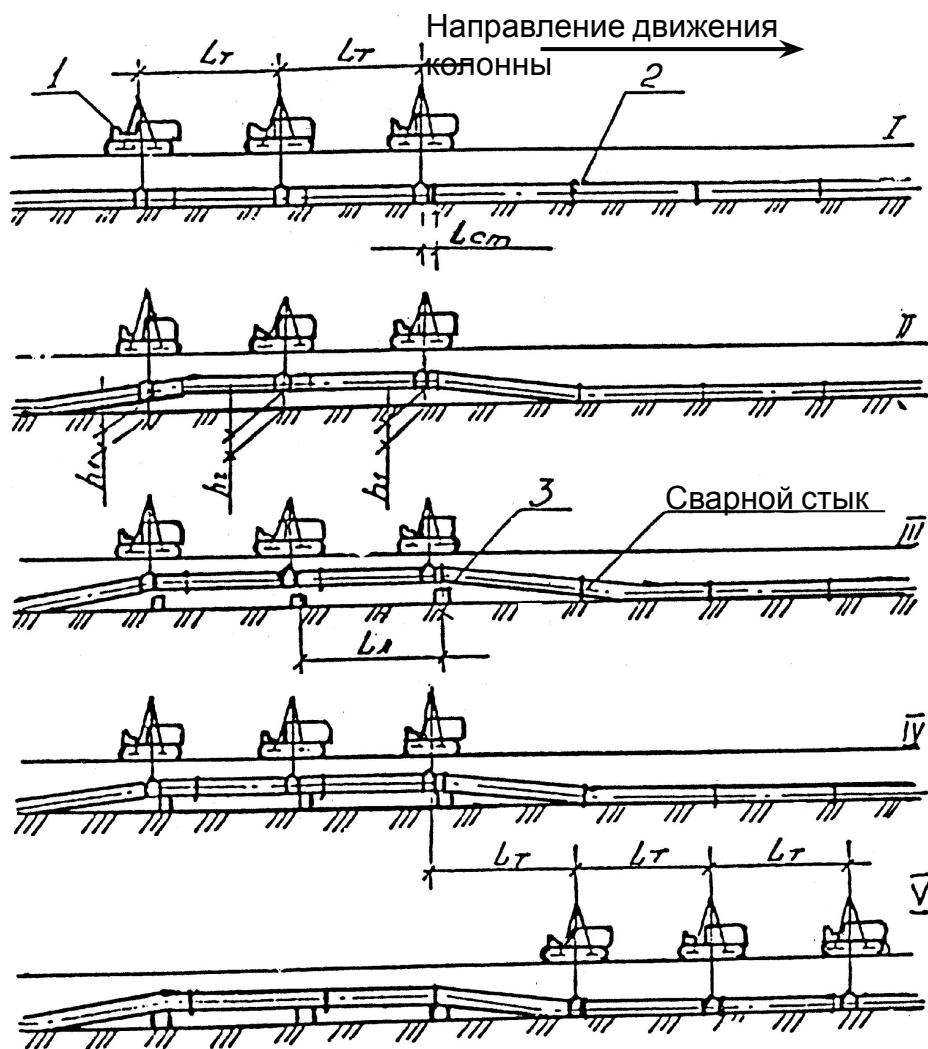


Схема раскрываемого участка и расстановки трубоукладчиков

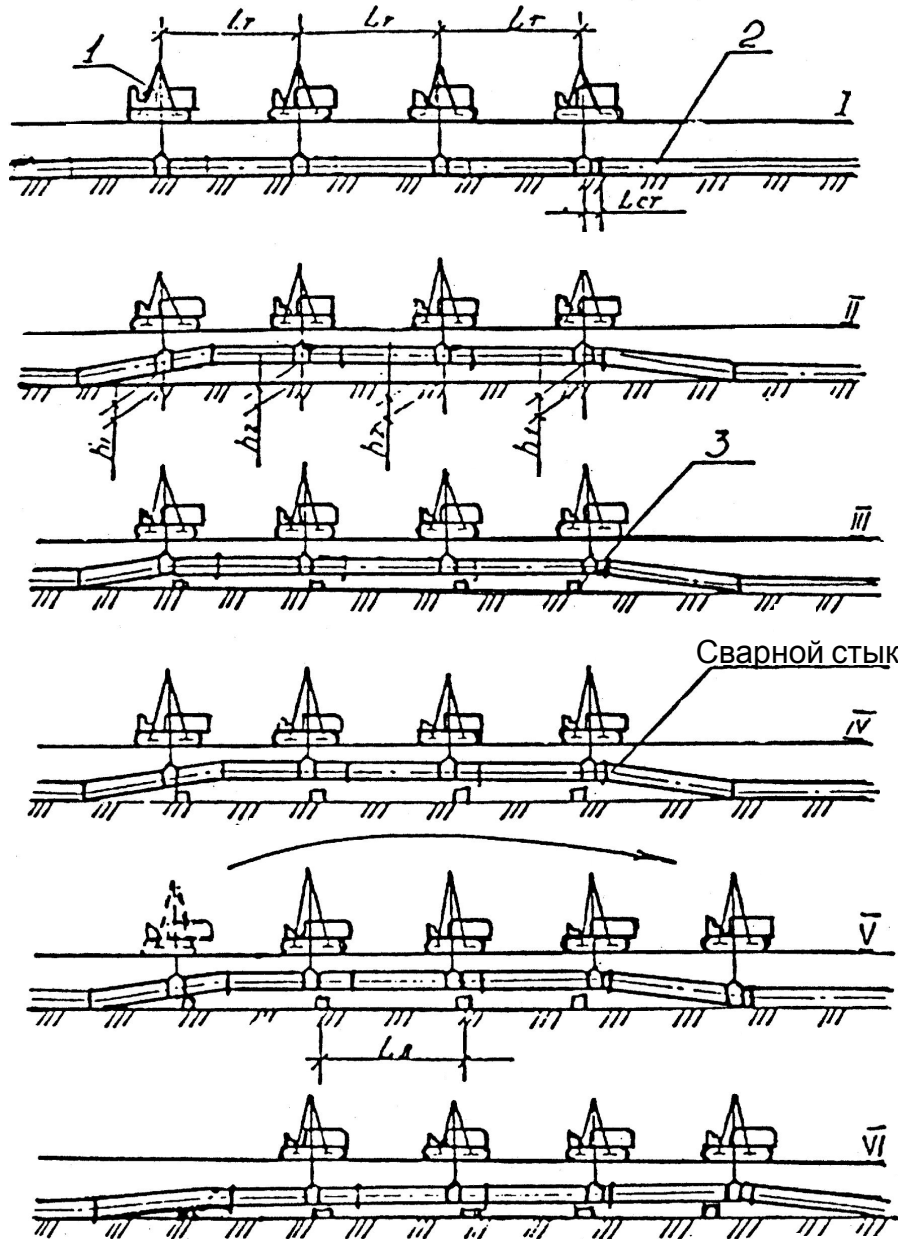
Капитальный ремонт с заменой изоляции. Подъем трубопровода всеми трубоукладчиками

28



1 – трубоукладчик;
2 – трубопровод; 3 – лежки.
 L_T – расстояние между
трубоукладчиками;
 $L_{ст}$ – расстояние от места
установки полотенца до
поперечного сварного стыка;
 h_1 – высота подъема под
крайними трубоукладчиками;
 h_2 – высота подъема под
средними трубоукладчиками;
 $L_л$ – расстояние между
лежками.

Подъем и укладка трубопровода на лежки с переходом одного трубоукладчика



1 – трубоукладчик; 2 – трубопровод; 3 – лежка.
 L_r – расстояние между трубоукладчиками; L_{cr} – расстояние от места установки полотнца до поперечного сварного стыка;
 h_1 – высота подъема под крайними трубоукладчиками;
 h_2 – высота подъема под средними трубоукладчиками;
 L_l – расстояние между лежками.

Способы очистки МТ от старой ИЗОЛЯЦИИ

30

Все методы очистки трубопроводов можно разделить на четыре группы: механические, гидравлические, химические и термические.

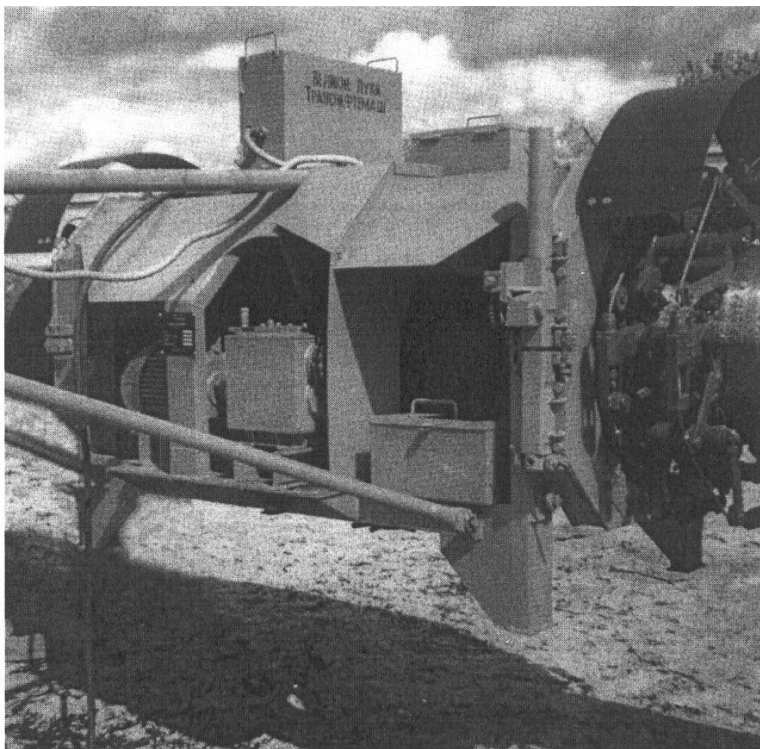
Однако, применение химических и термических методов при выполнении ремонтных работ на действующих нефтепроводах правилами капитального ремонта запрещено. Таким образом, в практике ремонта трубопроводов и в нашей стране и за рубежом применяют только механические и гидравлические методы очистки.

В свою очередь, механические методы можно условно разделить на 2 вида:

- срезание старой изоляции (с помощью резцов ножей, цепей, металлических щеток или тросов);
- очистка путем динамического воздействия на изоляцию - пескоструйный, дробеструйный или дробеметный способы

Очистная машина ОМ-Э

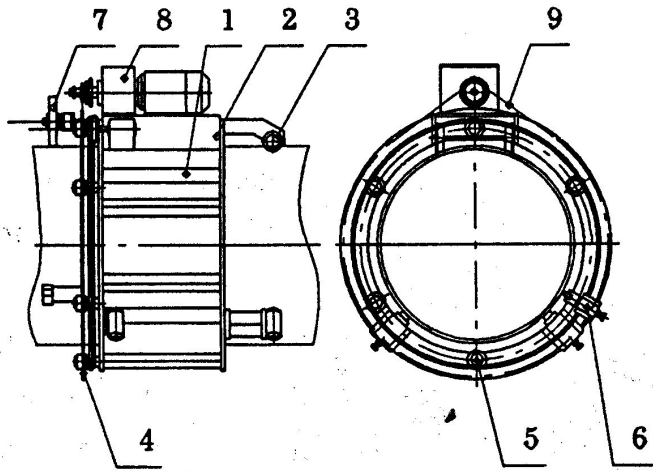
31



Основные параметры	Типы машин	
	ОМ-820Э	ОМ-1220Э
Диаметр трубопровода, мм	720, 820	1020, 1220
Установленная мощность электродвигателей, кВт	47 2	48 2
Число роторов	80-200	60, 105, 115, 200
Скорость перемещения по трубопроводу, м/ч	45	40
Частота вращения роторов с рабочим инструментом, мин ⁻¹	Сменно резцы и щетки 12	Сменно резцы и щетки 10
Тип очистного инструмента	30	30
Максимальный угол преодолеваемого продольного подъема, без поджимных колес	2	2
с поджимными колесами	2300×1800×2000	2600×2200×2500
Обслуживающий персонал, чел.	2460	3600
Габаритные размеры, Д×Ш×В, мм		
Масса, кг		

Схема очистного устройства ОУ-820

32

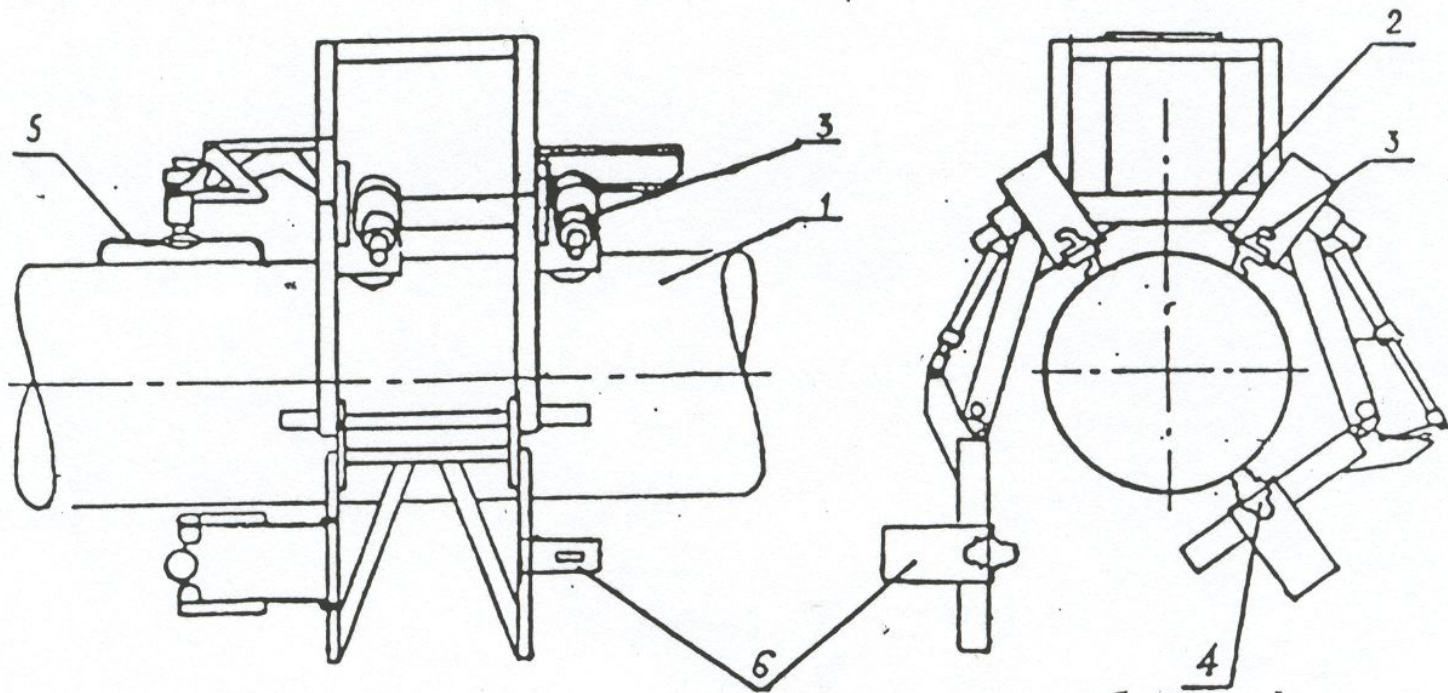


- 1 – корпус разъемный; 2 – тележка;
 3 – ролик тележки; 4 – ротор разъемный;
 5 – ролик ротора; 6 – скребок; 7 – щетка;
 8 – привод; 9 – цепь

Основные параметры	Тип устройства
	ОУ-820 ПКТБА)
Мощность электродвигателя, кВт	1,5
Частота вращения ротора, об/мин	30; 40; 50
Скорость передвижения устройства по трубе, м/ч	15
Рабочий инструмент	скребок, щетка
Габаритные размеры, мм:	
- длина	960
- ширина	-
- высота	-
- диаметр, описываемый деталями ротора	1200
Масса, кг	114

Схема очистной машины HydroCleaner CRS-Evans (давление до 140 МПа)

33



а – вид сбоку;

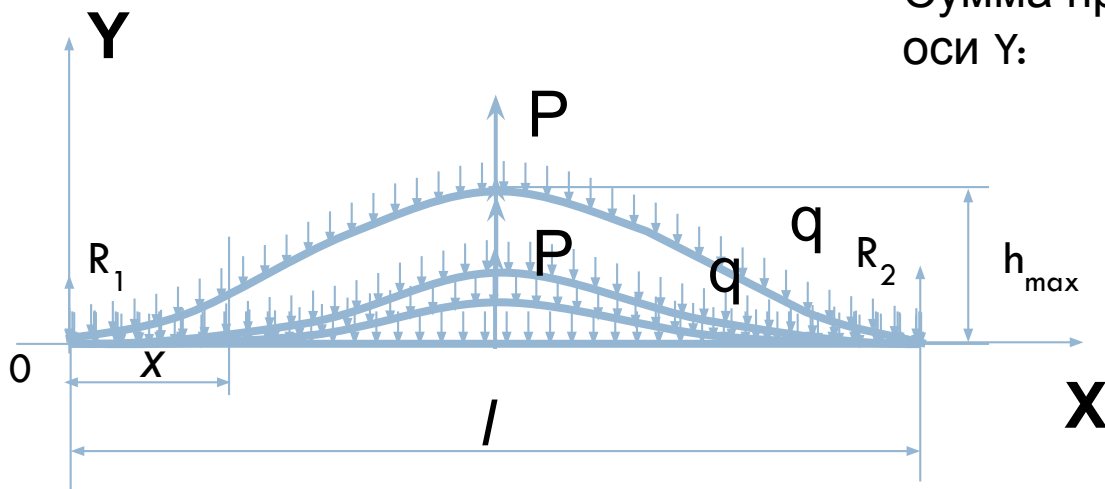
б – вид спереди

1 – трубопровод; 2 – рама; 3 – приводной опорный каток;
4 – поддерживающий каток; 5 – вращающиеся форсунки для
воды; 6 – откидывающийся узел с форсунками.

Напряженное состояние трубопровода при ремонтных работах



Подъем трубопровода одним трубоукладчиком



Сумма проекций нагрузок относительно оси Y:

$$R_1 + P + R_2 - q \cdot l = 0$$

Отсюда
а

$$R_1 = R_2 = \frac{q \cdot l - P}{2}$$

Уравнение изгиба упругой
линии

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{M(x)}{E \cdot I}$$

$$y'' \cdot E \cdot I = \frac{d^2 y}{dx^2} \cdot E \cdot I = M(x)$$

Граничные условия: $x = 0 \Rightarrow y'(0) = 0$
 $x = l \Rightarrow y'(l) = 0$
 $x = l/2 \Rightarrow y''(l/2) = 0$

Определить:

- 1) усилие на крюке трубоукладчика
- 2) максимальную высоту подъема
- 3) максимальную длину участка
- 4) максимальные напряжения изгиба

Сумма моментов для

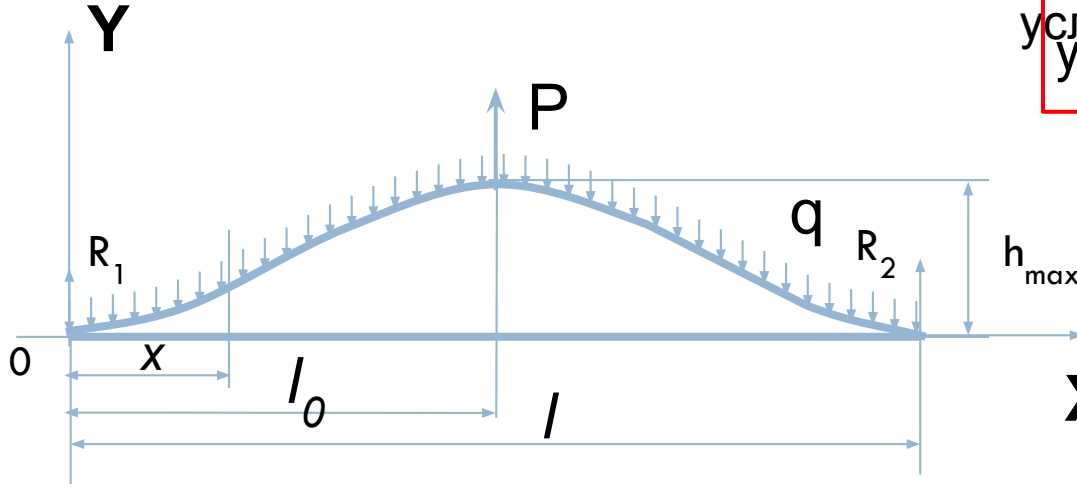
сечения x :

$$M(x) = R_1 \cdot x - q \cdot x \cdot \frac{x}{2} = \frac{q \cdot l}{2} x - \frac{P}{2} x - q \cdot \frac{x^2}{2}$$

Интегрируем по

$$y' \cdot E \cdot I = \frac{q \cdot l}{2} \cdot \frac{x^2}{2} - \frac{P}{2} \cdot \frac{x^2}{2} - q \cdot \frac{x^3}{6} + C_1$$

Подъем трубопровода одним трубоукладчиком



Рассмотрим первое граничное

условие:

$$y \cdot E \cdot I = \frac{q \cdot l}{2} \cdot \frac{x^2}{2} - \frac{P}{2} \cdot \frac{x^2}{2} - q \cdot \frac{x^3}{6} + C_1$$

Отсюда $C_1 = 0$

Рассмотрим сечение $x = l/2$ и третье граничное условие

$$0 = \frac{q \cdot l}{4} \cdot \left(\frac{l}{2}\right)^2 - \frac{P}{4} \cdot \left(\frac{l}{2}\right)^2 - \frac{q}{6} \cdot \left(\frac{l}{2}\right)^3 + 0$$

Граничные условия:

- $x = 0 \Rightarrow y'(0) = 0$
- $x = l \Rightarrow y(l) = 0$
- $x = l/2 \Rightarrow y'(l/2) = 0$

Тогда:

$$q \cdot l - P = \frac{q l}{3}$$

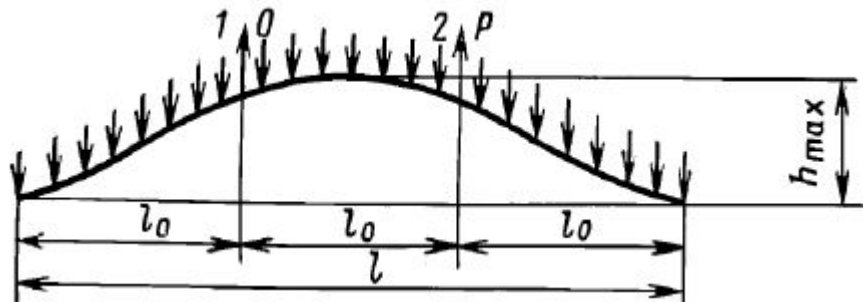
$$P = qL - \frac{qL}{3} = \frac{2}{3} qL$$

l_0	P	h_{max}	σ_{max}
$\sqrt[4]{\frac{72EIh_{max}}{q}}$	$\frac{4}{3} q l_0$	$\frac{q l_0^4}{72EI}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{W^2}}$

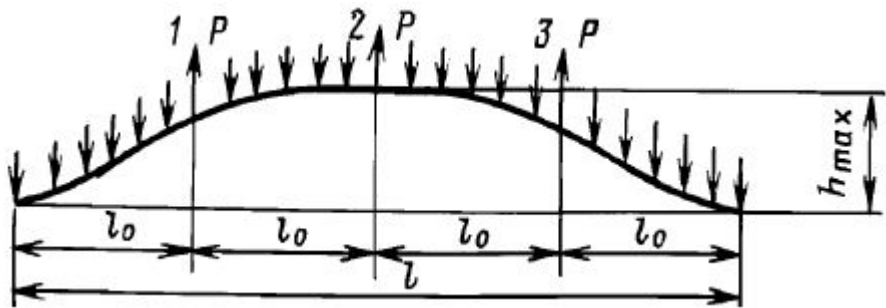
или

Обозначим координату крюка $x = l_0$ и, интегрируя, найдем остальные величины. С учетом, что $\sigma_{max} < R_2$

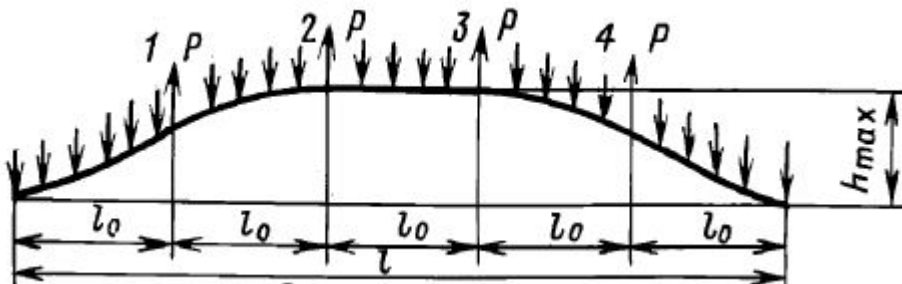
Подъем трубопровода несколькими трубоукладчиками



\square_0	P	h_{max}	σ_{max}
$\sqrt[4]{\frac{48EIh_{max}}{q}}$	$\frac{8}{9}q \square_0$	$\frac{q \square_0^4}{48EI}$	$\sqrt{\frac{3qEIh_{max}}{4W^2}}$



\square_0	P	h_{max}	σ_{max}
$\sqrt[4]{\frac{45EIh_{max}}{2q}}$	$\frac{16}{15}q \square_0$	$\frac{2q \square_0^4}{45EI}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{5W^2}}$



\square_0	P	h_{max}	σ_{max}
$\sqrt[4]{\frac{16EIh_{max}}{q}}$	$\frac{25}{24}q \square_0$	$\frac{q \square_0^4}{16EI}$	$\sqrt{\frac{qEIh_{max}}{4W^2}}$

Виды и содержание контроля ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

38

В общем случае все виды контроля можно разделить на три вида:

- а) инспекционный контроль;
- б) входной контроль;
- в) операционный контроль.

При инспекционном контроле проверяют:

- *наличие лицензии*, нормативно-технической и проектной документации на производство изоляционных работ;
- техническое состояние машин, приборов, оборудования;
- наличие необходимого лабораторного оборудования, контрольно-измерительных приборов, инструментов и их соответствие требованиям ГОСТ, ТУ и другим действующим нормативным документам;
- организацию входного контроля изоляционных и строительных материалов, изделий, деталей, порядок их хранения и транспортирования;
- ведение учета потерь от брака и ведение учета рекламаций к поставщикам оборудования и материалов;
- организацию операционного контроля;
- порядок ведения и оформления исполнительной документации, наличие записей проверяющих лиц и отметок об устранении обнаруженных нарушений.

Виды дефектов трубопровода и способы их ремонта

39

Дефект магистрального трубопровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, материала труб от требований НТД.

К дефектам также относятся конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральном нефтепроводе и обнаруживаемые при проведении внутритрубной диагностики, визуального или приборного контроля.

Различают:

- дефекты геометрии трубы;
- дефекты стенки трубы одиночные, в том числе объединенные;
- дефекты сварного шва;
- комбинированные дефекты;
- недопустимые конструктивные и соединительные детали и приварные элементы;
- дефектные секции.

Ремонт дефектов стенки трубы

40

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы *постоянного ремонта* и методы *временного ремонта*.

К методам *постоянного ремонта* относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

Конструкции *временного ремонта* применяются на ограниченный период времени.

К постоянным методам ремонта относятся:

- шлифовка;
- заварка (заплавка);
- установка ремонтных конструкций (некоторые виды муфт, патрубки);
- вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка трубы).

Муфтовые конструкции для ремонта трубопроводов

Упрочняющие

Герметизирующие

Комбинированные с
герметизацией
дефектных мест

Стальные обжимные
муфты без приварки к
трубопроводу

Проволочные силовые
оболочки

Стяжные стальные
муфты (ленты) с
локальным воздей-
ствием на дефекты

Спиральные муфты
типа Clock Spring с
клеевой композицией
между слоями

Приварные оболочки с
антикоррозионной
жидкостью в
кольцевом
пространстве

Ленты из ткани с клеевой
композицией, рукава с уп-
рочняющим составом охва-
тывающие дефектное
место

Стальные оболочки с
закачкой
упрочняющего
состава в кольцевое
пространство

Стяжные муфты с
эластичными
прокладками

Приварные обжимные
стальные муфты

Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования

42

- контроль фактических параметров работы МТО с целью определения соответствия нормативным значениям;
- технический осмотр;
- диагностический контроль (ДК);
- техническое обслуживание (ТО);
- текущий ремонт (ТР);
- средний ремонт (СР);
- капитальный ремонт (КР);
- техническое освидетельствование.

Периодичность проведения технических осмотров МТО

43

Наименование объекта	Должность	Периодичность
Магистральные, подпорные насосы	Оперативный персонал	Через 2 ч
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	Не реже 1 раза в 2 дня
	Начальник ПС	1 раз в неделю
Безнапорные емкости и резервуары, оборудование ДЭС, АУПТ и противопожарные средства, системы вентиляции производственных помещений; оборудование котельных	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	Не реже 1 раза в 2 дня
	Начальник ПС	1 раз в неделю

Диагностический контроль МТО

плановый

неплановый

44

По результатам проведенного ДК оценивается техническое состояние МТО, его соответствии нормативным требованиям, анализируется изменение технического состояния по сравнению с результатами предыдущих ДК и принимается решение о продолжении эксплуатации МТО или необходимости проведения непланового ремонта.

ТОР МТО осуществляется силами персонала:

- перекачивающих станций
- баз производственного обслуживания
- центральных баз производственного обслуживания
- подрядных организаций

Контроль выполнения графика проведения ДК и ТОР МТО выполняется главным механиком РНУ (ОСТ).

Контролируемые параметры при диагностическом контроле

45

При параметрической диагностике:

- расход, м³/с;
- давление на приеме и выходе насоса, кгс/см²;
- токовая нагрузка электродвигателя. А;
- потребляемая мощность, кВт;
- температура подшипников насоса и электродвигателя, °С;
- осевое смещение ротора магистральных и горизонтальных подпорных агрегатов

При вибродиагностике:

- СКЗ виброскорости на корпусах подшипниковых опор, мм/с

Причины потери работоспособности МНА

46

Параметры	Возможные причины изменения параметров
1 Увеличение температуры подшипников насоса: - аварийная максимальная температура подшипников насоса (на 5 °С меньше максимальной температуры) - повышенная температура подшипников насоса (на 15 °С меньше максимальной температуры)	Уменьшение расхода масла через подшипник
	Износ подшипника
	Недостаточное охлаждение масла
	Дефекты подшипников
2 Снижение давления масла на входе в подшипник МНА менее 0,25 кгс/см ²	Загрязнение маслофильтра
	Неисправность маслонасоса - разрегулирован перепускной клапан насоса
	Вентиль на подаче масла находится в промежуточном положении, засорение маслопровода или калибровочных шайб
	Утечки масла
3 Срабатывание защиты по аварийной утечке нефти через торцовое уплотнение. Максимальная допустимая величина утечек через торцовое уплотнение вала не	Засорение (запарафинивание) трубопроводов отвода утечек
	Неисправность торцового уплотнения
	Неисправность устройства сигнализации

КР выполняется после демонтажа, в специализированной организации или на заводе-изготовителе с полной разборкой, дефектацией, заменой выемных деталей насоса с последующим ремонтом корпуса и крышки, сборкой и испытаниями

Порядок контроля осадки фундаментов МНА и ПНА

При еженедельном осмотре МНА, ПНА необходимо обращать внимание:

- на отсутствие следов разрушения покрытия пола в зоне крепления лап насоса;
- на исправности лотков, каналов, трапов;
- на состояние подкрановых конструкций;
- на состояние реперов и деформационных марок.

МТО, прошедшее ремонт на ПС, считается принятым в эксплуатацию после проверки его технического состояния, проведения обкатки в рабочем режиме. Длительность обкатки:

- после ТР - 8 ч;
- после СР и КР - 72 ч.

Нарушение работоспособного состояния МТО в течение 8 ч наработки после проведения ТР и 72 ч обкатки после СР и КР отказами не считаются. Они расследуются и учитываются при оценке качества выполненных ремонтов.

Техническое обслуживание и ремонт ГПА

Плановые техническое обслуживание и ремонты на остановленных по наработке газоперекачивающих агрегатах подразделяются:

- на техническое обслуживание двигателя ТОдв;
- техническое обслуживание ГПА ТО;
- текущий ремонт ТР;
- средний ремонт СР;
- капитальный ремонт КР.

Перечень работ при ТО

Плановое техническое обслуживание (ТОдв, ТО) включает в себя:

- техническое руководство;
- подготовительные работы;
- диагностическое обследование ГПА до и после технического обслуживания (при необходимости);
- дефектоскопию деталей и узлов – проводится в процессе работ по техническому обслуживанию при необходимости;
- работы по техническому обслуживанию;
- заключительные работы, в т.ч. при необходимости – приемо-сдаточные испытания.

Перечень работ при ремонтах

Плановый ремонт (ТР, СР, КР) включает:

- техническое руководство;
- подготовительные работы;
- диагностическое обследование ГПА до и после ремонта;
- дефектоскопию деталей и узлов;
- ремонтные работы;
- заключительные работы.

Ремонтные работы включают:

- разборку агрегатов, узлов;
- промывку, очистку узлов и деталей;
- дефектацию деталей (контроль и проведение необходимых измерений, осмотр деталей и выявление дефектов, определение степени износа);
- выявление неисправностей и дефектов САУ, КИП и А и электротехнического оборудования;
- ремонт деталей и узлов;
- замену дефектных деталей и узлов, не подлежащих ремонту или требующих сложного ремонта;
- балансировку роторов, промвалов и других узлов агрегата (при наличии на КС необходимого станочного оборудования);
- сборку агрегатов, узлов;
- контроль, настройку и регулировку агрегатов, узлов.

ТОР емкостей

52

Емкости (РГС, РВС, ЖБР, ЕП, баки, манифольды), входящие в зону ответственности службы главного механика, а именно:

- системы дренажа, сбора и откачки утечек;
- сброса ударной волны;
- хранения масла, топлива котельных, пунктов подогрева нефти и стационарных ДЭС, воды;
- хранения воды систем пожаротушения;
- хранения масла системы маслоснабжения;
- статического отстоя стоков промышленно-ливневого водотведения.

Эксплуатация емкости должна быть остановлена:

- при обнаружении в корпусных элементах трещин, выпучин, утонения стенок;
- при неисправности или отсутствии предусмотренных проектом КИП и средств автоматики;
- при неисправности или неполном количестве крепежных элементов фланцевых соединений.

ТО емкостей

- 1 Проверка герметичности резервуаров, сварных швов приемо-раздаточных патрубков, фланцевых соединений люков световых и люков-лазов. Контроль на отсутствие видимых трещин и пористости, коррозионных язв, отслоений покрытия резервуаров. Контроль целостности элементов крепления оборудования и трубопроводов.
- 2 Проверка внешнего состояния: - наружной лестницы, отсутствие наледи в осенне-зимний период; - опорных конструкций, вентиляционных патрубков на наличие трещин, деформаций, коррозионного износа
- 3 Проверка теплоизоляции резервуаров и устранение обнаруженных дефектов
- 4 Проверка плавности открытия-закрытия вентиля перепускного устройства при наличии
- 5 Проверка отсутствия течи через сальник сифонного крана при наличии
- 6 Очистка наружной поверхности от грязи и подтеков хранимого продукта, контроль антикоррозионного покрытия
- 7 Проверка исправности хлопущ приемных колодцев производственной канализации
- 8 Контроль наличия осадка в емкости
- 9 Чистка водоотведения
- 10 Проверка оборудования пожаротушения

ТР емкостей

54

- 1 Работы выполняемые при ТО, а также указанные ниже
- 2 Ремонт сифонных кранов при наличии
- 3 Подтяжка крепежных деталей крепления люков, оборудования
- 4 Ремонт оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара
- 5 Ремонт заземления резервуара
- 6 Ремонт наружного антикоррозионного покрытия или теплоизоляционного покрытия
- 7 Восстановление знаков присоединения заземляющих проводников на горловинах. Проверка и восстановление гибких токопроводящих перемычек на фланцевых соединениях
- 8 Ремонт отмотки резервуара
- 9 Восстановление обвалования при необходимости
- 10 Удаление из резервуара накопившегося осадка (при наличии)

Капитальный ремонт емкостей

55

Производится по результатам технического диагностирования при проведении технического освидетельствования

Критерием предельного состояния емкости является утонение стенок корпусных деталей до минимальных величин, допустимых прочностным расчетом, и приведенных в заводском паспорте (формуляре) емкости.

техническое обслуживание и ремонт вертикальных стальных резервуаров

56

Ремонт конструкций резервуаров разделяется на две группы:

1) ремонт основных конструкций и элементов, к которым относятся:

- основание;
 - днище с окрайкой;
 - стенка;
 - кровля, самонесущие крыши, плавающие крыши;
 - опорное кольцо, центральное кольцо, кольца жесткости (для РВСПК);
 - понтон;
 - обечайки люков, патрубков и фланцы к ним;
 - усиливающие накладки люков и патрубков, привариваемые к стенке
- усиливающие накладки;
- конструкции водоспусков;
 - технологические трубопроводы, системы компенсации нагрузки на стенку резервуара;
 - системы молниезащиты, средства электрохимзащиты;
 - трубопроводы систем пожаротушения в пределах каре;
 - трубопроводы производственно - дождевой канализации в пределах каре;
 - каре;

2) ремонт вспомогательных конструкций: лестниц, площадок, ограждений.

Дефекты вертикальных стальных резервуаров

57

- дефекты сварного шва, коррозия и другие потери металла элементов конструкций резервуара,
- нарушение геометрических параметров конструкций резервуара, недопустимые конструктивные элементы (ребра жесткости, накладки, приварные элементы, не предусмотренные нормами проектирования),
- дефекты оборудования, технологических трубопроводов, трубопроводов орошения, трубопроводов системы пожаротушения внутри резервуара и в пределах каре и производственно-дождевой системы водоотведения в пределах каре.

Наименование конструкции (элемента), дефекта	Параметры дефекта, подлежащего ремонту
<u>Основание:</u>	
Равномерная осадка	Более 200 мм от первоначальной нивелировочной отметки окрайки после монтажа резервуара до его гидроиспытаний

Дефекты вертикальных стальных резервуаров

58

Наименование конструкции (элемента), дефекта	Параметры дефекта, подлежащего ремонту
<i>Отмостка</i> несоответствие уклона отмостки отметка окрайки ниже отметки отмостки трещины	уклон менее 1: 10, ширина менее 1 м. недопустима недопустимы

Дефекты вертикальных стальных резервуаров

Исходные данные: наименование резервуара (элемента), дефекта

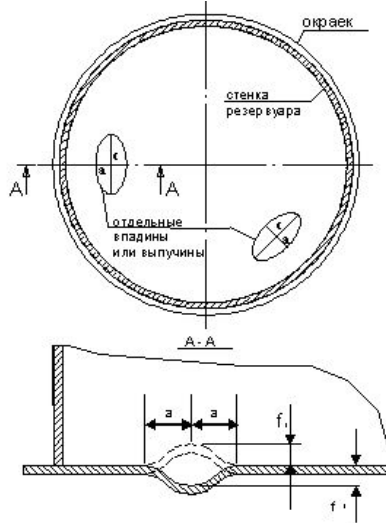
Параметры дефекта, подлежащего ремонту

59

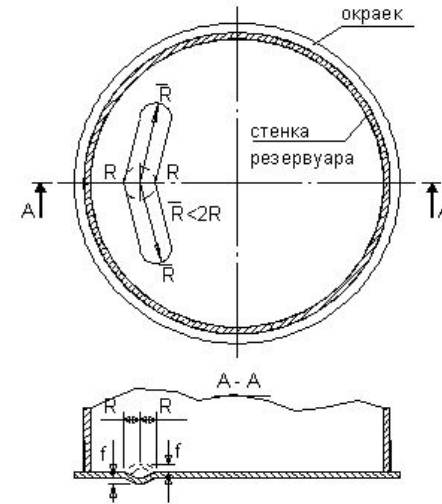
Днище:

локальные просадки (вмятины) или выпучины дна, хлопуну

а)



б)



а) Отдельные выпучины или впадины (хлопуны);

б) Просадка дна вблизи стенки

R, a, c - Радиус окружности или полуоси эллипса, описывающая выпучину или впадину;

f - просадка или глубина выпучины или впадины

Дефекты вертикальных стальных

резервуаров
функции
(элемента), дефекта

Параметры дефекта, подлежащего
ремонту

60

Окрайка (внутренние и выступающие наружу части), центральная часть днища	
механические повреждения: риски; вырывы, задиры	глубиной более 0,3 мм; глубиной более 0,7 мм
коррозионные повреждения: -локальная	глубиной равной или более 0,3 t при суммарном размере язв не более 50 мм на любом участке длиной 200 мм, где t- здесь и далее проектная толщина листа (элемента))
-сплошная	-глубиной равной или более 0,3 t

Дефекты вертикальных стальных резервуаров

Наименование конструкции (элемента), дефекта	Параметры дефекта, подлежащего ремонту
61 Стенка	
Отклонения от вертикали	$1,3/200 H_{cm}$
Вмятины (выпучины или впадины) на поверхности стенки резервуара	при протяженности вмятины: до 1500 мм включительно - величина выпучины (впадины) более 20мм; свыше 1500 до 3000 мм - величина выпучины (впадины) более 40 мм; свыше 3000 до 4500 мм - величина выпучины (вмятины) более 60 мм. Вмятины, приводящие к потере устойчивости стенки под воздействием внутренних и внешних нагрузок не допустимы
Коррозионные дефекты	Из расчета на прочность
Угловатость сварных швов	стрела прогиба (f) на базе 1 м более 10

Методы ремонта РВС

-выборочный ремонт дефектов на отдельных элементах и конструкциях резервуара;

62 замена отдельных элементов и конструкций резервуара.

Выборочный ремонт дефектов на отдельных элементах и конструкциях резервуара включает:

-шлифовку. При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности;

-наплавку, заварку дефектов, кроме дефектов основного металла конструкций резервуара, выполненных из стали 16Г2 АФ;

-замену дефектного участка отдельного элемента конструкции резервуара (вырезкой, вставкой).

Замена отдельных элементов конструкций резервуара включает частичную замену листов днища, краек днища, стенки, кровли, центральной части понтона (плавающей крыши, замену элементов коробов понтона (плавающей крыши), ремонт неравномерной осадки наружного контура днища.

-Замена конструкций резервуара, включает полную замену днища, краек днища, кровли, несущих конструкций кровли, центральной части понтона (плавающей крыши).

-При необходимости замены 30 % и более листов днища ремонт осуществляется полной заменой днища. При замене 30 % и более листов настила крыши для резервуаров объемом до 3000 м³ и 50 % и более для остальных резервуаров. ремонт осуществляется полной заменой листов

Спасибо за внимание!