

Уфимский государственный нефтяной технический
университет
Кафедра «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и
газонефтехранилищ»

Курс лекций по дисциплине:
«Ремонт и реконструкция ГНП»

1. Общие сведения об обслуживании и ремонте линейной части магистральных газонефтепроводов

Надежное функционирование линейной части магистральных трубопроводов, в числе других факторов определяется также качеством их технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание — комплекс мероприятий по содержанию исправного или работоспособного состояния магистрального трубопровода или его элементов.

Исправное состояние — это состояние трубопровода, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и конструкторской документации.

Работоспособное состояние — это состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданную функцию, соответствует нормативной и конструкторской документации.

Техническое состояние — состояние оборудования или трубопровода, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях окружающей среды, определенными значениями параметров, зафиксированными в технической документации.

Техническое диагностирование — определение технического состояния объекта, включающее: контроль технического состояния, поиск места и причин отказа, прогнозирование технического состояния.

Капитальный ремонт — ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса трубопровода.



Рисунок 1.1 – нанесение защитного покрытия при капитальном ремонте в траншее

Средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры (для линейной части магистральных газопроводов не рассматривается).

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности трубопровода и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Аварийно-восстановительный ремонт – ремонтно-восстановительные работы, выполняемые после наступления аварийного отказа трубопровода (полного отказа функционирования).

Выборочный капитальный ремонт - это капитальный ремонт отдельного участка трубопровода по фактическому состоянию с опасными дефектами стенки трубы и/или защитного покрытия, выявленными при обследовании линейной части (внутритрубная диагностика, внешняя магнитная диагностика).

Также к выборочному ремонту относят:

- ремонт сложных участков трубопровода;
- ремонт отдельных переходов;
- ремонт пересечений с другими коммуникациями.

Выполняется силами эксплуатирующей организации или с привлечением специализированных СМУ.

Срочный ремонт – ремонт отдельного опасного дефекта (или нескольких) по фактическому состоянию стенки трубы выявленным при обследовании линейной части.

В соответствии с «Градостроительным кодексом»:

Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) – изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Реконструкция линейных объектов – изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) – замена и (или) восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства или элементов таких конструкций, за исключением несущих строительных конструкций, замена и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения и сетей инженерно-технического обеспечения объектов капитального строительства или их элементов, а также замена отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов.

Капитальный ремонт линейных объектов – изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Набор технологических операций при выполнении капремонта или реконструкции линейной части МТ может быть одинаковым (подготовке, земляные, сварочные работы и т.д.), но разница может быть в Д, б, Р, категории и т.д.

Федеральным законом от 18 июля 2011 г. № 243-ФЗ капитальный ремонт был выведен из-под действия положений о государственной экспертизе, выдаче разрешений на строительство, государственном надзоре, вводе объекта в эксплуатацию. При реконструкции указанные меры осуществляются.

На предприятиях ТЭК капремонт и реконструкцию объектов НГС относят к разным статьям расхода т.к. у них разное налогообложение.

Особенности капитального по сравнению со строительством линейной части

1. Наличие демонтажных работ;
2. Увеличение доли подъемно-укладочных работ;
3. Снижение доли сварочно-монтажных работ;
4. Сложность земляных работ, особенно по вскрытию трубопровода;
5. Увеличение доли ручного труда;
6. Трудоемкость, очистки наружной поверхности трубы от старой изоляции;
7. Наличие специальных работ (диагностика и отбраковка труб, восстановление стенки трубы и т.д.);
8. Использование специальной техники и механизмов;
9. Выполнение работ вблизи действующих коммуникаций;
0. Сложность синхронизации работ;
1. Ограничение сроков выполнения.

***ТЕМА: «ПЛАНИРОВАНИЕ
КАПИТЕЛЬНОГО
РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ
ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ»***

Обоснование решения о необходимости ремонта

Необходимо:

- - коррозионное состояние металла труб;
- - НДС;
- - состояние изоляционного покрытия;
- - параметры ЭХЗ;
- - скорость коррозии;
- - опасность появления и развития стресс-коррозионных процессов;
- - аварийность участка трубопровода;
- - расчетный остаточный ресурс.

*коррозиями металла трубы, а также опасность появления и развития стресс-коррозионных процессов **оценивается** по результатам внутритрубной дефектоскопии и приборного обследования газопровода в контрольных шурфах с **учетом:***

- - измеренных и расчетной величины min остаточной толщины стенки трубопровода;
- - засоленных грунтов;
- - зон блуждающих токов;
- - участков с температурой транспортируемого газа до 30 и выше;
- - участков в болотистой, обводненной местности, в черноземных и поливных грунтах;
- - переходов трубопровода через естественные и искусственные преграды.

Ндс трубопроводов оценивается по результатам их приборного обследования на потенциально опасных участках трасс:

- - в зонах карстовых и оползневых явлений;
- - горных условиях;
- - зонах, потерявших устойчивое положение в условиях болот, обводненности и многолетних мерзлых грунтов;
- - на переходах через естественные и искусственные препятствия.

КРИТЕРИИ ПРИОРИТЕТНОСТИ ВЫВОДА В РЕМОНТ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ СЛЕДУЕТ РАССМАТРИВАТЬ В СЛЕДУЮЩЕЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ:

- - техническое состояние;
 - - наличие участков с повышенной нагрузкой;
 - - аварийность;
 - - проектные характеристики;
 - - функциональное назначение;
 - - условия эксплуатации
 - - расчеты рисков
- и другие.

Обоснование выбора технологии ремонта

Основные методы капитального ремонта :

- - ремонт с полной заменой труб;
- - ремонт методом переизоляции;
- - ремонт методом переизоляции с частичной - заменой труб;
- - выборочный ремонт.

ФАКТОРАМИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР МЕТОДА РЕМОНТА:

- - техническое состояние трубопровода;
- - срок эксплуатации;
- - условия эксплуатации;
- - перспектива использования трубопровода в газотранспортной системе.

Выбор метода ремонта должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

*Капитальный ремонт участка С ПОЛНОЙ
ЗАМЕНОЙ ТРУБ наиболее целесообразно
применять в следующих случаях:*

- при невозможности отключения трубопровода (однониточное исполнение магистрального газопровода, отсутствие внутрисистемных и межсистемных перемычек и пр.);
- если количество поврежденных труб составляет более 40% от общего количества труб на ремонтируемом участке;
- Капитальный ремонт участка методом переизоляции с частичной заменой труб используют в случае, когда изоляционное покрытие трубопровода полностью утратило свои защитные свойства и пришло в негодность. При этом количество заменяемых труб должно составлять не более 40% от общего количества труб на ремонтируемом участке.
- Выборочный ремонт участка наиболее рационально применять на трубопроводе с хорошим изоляционным покрытием в случаях наличия небольших или локальных повреждений металла труб .

- Для оценки состояния изоляционного покрытия используют результаты интенсивных электрометрических измерений с выборочной проверкой этих данных приборным обследованием в контрольных шурфах.
- Эффективность электрохимической защиты трубопровода определяют путем выявления участков, на которых значения потенциалов меньше минимального значения защитного потенциала.
- Аварийность участка оценивается на основании актов расследования причин аварий на данном участке за весь период эксплуатации с учетом аварий на параллельных нитках.

2. Нагрузки, действующие на трубопровод при капитальном ремонте

Собственный вес ремонтируемого нефтепровода

$$q_H = \pi \delta_H (D_H - \delta) \gamma_M + \pi \delta_{из} (D_H + \delta_{из}) \gamma_{из} + 0,785 D_{вн}^2 \gamma_{п}$$

где δ_H - номинальная толщина стенки трубы; D_H - наружный диаметр трубы; γ_M - удельный вес материала трубы (для стали); $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы; $\gamma_{п}$ - удельный вес перекачиваемого продукта;

$\delta_{из}$ - толщина изоляционного покрытия; $\gamma_{из}$ - удельный вес изоляции;

- толщина изоляционного покрытия.

Расчетный вес нефтепровода

$$q_p = 1,1q_H$$

где 1,1 – коэффициент надежности по нагрузке, учитывающий возможное превышение веса по сравнению с нормативным значением.

Нормативный вес грунта

- при $h_{гр} < \frac{D_H + 2\delta_{из}}{2}$

$$q_{гр} = \gamma_{гр} (D_H + 2\delta_{из}) \left\{ h_{гр} - \frac{D_H + 2\delta_{из}}{8} \left[\pi \left(1 - \frac{\alpha}{180^\circ} \right) + \sin \alpha_0 \right] \right\}$$

- при $h_{гр} \geq \frac{D_H + 2\delta_{из}}{2}$

$$q_{гр} = \left[h_{гр} (D_H + 2\delta_{из}) - \frac{\pi (D_H + 2\delta_{из})^2}{8} \right] \gamma_{гр}$$

где $\sin \alpha_0 = \frac{2h_{гр}}{D_H + 2\delta_{из}}$

$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта; $h_{гр}$ – высота слоя грунта от оси нефтепровода;

$$\alpha_0 = \arcsin \left(\frac{2h_{гр}}{D_H + 2\delta_{из}} \right)$$

- 1) **Предельное** значение сопротивления грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода

$$q_{\text{кр.верт}} = \gamma_{\text{гр}} D_{\text{н}} (h_{\text{гр}} - 0,39 D_{\text{н}}) + \gamma_{\text{гр}} h_{\text{гр}}^3 \text{tg}(0,7 \varphi_{\text{гр}}) + \frac{0,7 c_{\text{гр}} h_{\text{гр}}}{\cos(0,7 \varphi_{\text{гр}})}$$

где $\varphi_{\text{гр}}$ - угол внутреннего трения грунта; $c_{\text{гр}}$ - сцепление грунта.

- 2) Сопротивление грунта **поперечным** перемещениям трубопровода в горизонтальной плоскости

$$q_{\text{кр.гор}} = \gamma_{\text{гр}} h_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left[\text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + \frac{2 c_{\text{гр}}}{\gamma_{\text{гр}} h_{\text{гр}}} \text{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right]$$

- 3) Сопротивление грунта **продольным** перемещениям трубопровода

$$q_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} D_{\text{н}} \text{tg} \varphi_{\text{гр}} + 0,26 \gamma_{\text{гр}} D_{\text{н}} \sigma_{\text{н}} \varphi_{\text{гр}} + \pi_{\text{н}} h_{\text{гр}}$$

где $q_{\text{н}}$ - собственный вес трубопровода с изоляцией и перекачиваемым продуктом

$$C_h = 0,416 \frac{h}{D_H} - 0,056 \frac{h^2}{D_H^2} + 0,095 \text{ - для песчаных грунтов;}$$

$$C_h = 0,367 \frac{h}{D_H} - 0,046 \frac{h^2}{D_H^2} + 0,06 \text{ - для глинистых грунтов,}$$

где h - глубина заложения до верха трубопровода.

Кольцевые напряжения $\sigma_{кц} = \frac{n p D_{вн}}{2 \delta_H}$

где n - коэффициент надежности по нагрузке.

Продольные напряжения $\sigma_{пр} = 0,5 \sigma_{кц}$

Продольные деформации

$$\varepsilon_{пр} = \frac{0,5 \sigma_{кц}}{E} - \frac{\mu \sigma_{кц}}{E} = 0,2 \frac{\sigma_{кц}}{E}$$

где E - модуль упругости материала; μ - коэффициент Пуассона;

$\frac{0,5 \sigma_{кц}}{E}$ - удлинение нефтепровода под действием продольных напряжений

$\sigma_{пр} = 0,5 \sigma_{кц}; \frac{\mu \sigma_{кц}}{E}$ - укорочение нефтепровода вследствие возникновения $\sigma_{кц}$

Растягивающие напряжения

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,3\sigma_{\text{кц}}$$

Действие внутреннего давления на изгиб трубопровода эквивалентно сжатию в осевом направлении **усилием**,

$$F_{\text{пр}} = p r (1 - 2\mu) \quad \text{св}$$

$F_{\text{св}}$

где - площадь сечения трубы в свету.

Продольные деформации трубопровода

$$\varepsilon_t = \alpha \Delta t$$

α

где - коэффициент линейного расширения (для стали равен 0,000012); - температурный перепад, т.е.

разность между температурами металла труб при укладке и в процессе ремонта.

При отсутствии продольных перемещений в прямолинейном трубопроводе возникают **продольные растягивающие напряжения** при понижении температуры и **сжимающие** – при ее повышении

$$\sigma_t = E\alpha\Delta t = 25,2\Delta t$$

Продольное усилие от температурного перепада

$$N_{0t} = \alpha E \Delta t F$$

где F – площадь поперечного сечения стенки трубопровода.

Эквивалентное продольное усилие

$$S = N_{об} + N_p = \alpha E \Delta t F + (1 - 2\mu) p F$$

Продольное усилия, действующие на изогнутом вскрытом участке

$$N = N_0 = \frac{\Delta E F}{1}$$

где Δ - увеличение длины нефтепровода при изгибе; l – длина изогнутого (изгибаемого участка); N_0 - продольное усилие на прямом участке нефтепровода.

Воздействие предварительного напряжения нефтепровода

$$\sigma_{и} = \frac{E D_{н}}{2\rho}$$

где ρ - радиус упругого изгиба.

При осадке основания и подъеме нефтепровода происходит его удлинение. Возникающие при этом **напряжения** определяют по формуле:

$$\sigma_{\varepsilon} = \frac{8f^2}{3l^2} E$$

где f - максимальная осадка или подъем нефтепровода в средней части участка; l - расчетная длина участка нефтепровода, равная расстоянию между сечениями нефтепровода, где его прогиб равен нулю.

Максимальные нормативные напряжения от изгиба

$$\sigma_{и} = \frac{\sqrt{(M_{\max} + M_{\Gamma})^2 + M^2}}{W}$$

где M_{\max} - максимальное значение изгибающего момента в сечениях ремонтируемого участка нефтепровода, возникающее при подъеме трубопровода или при осадке опор; M - изгибающий момент в вертикальной плоскости от предварительного упругого изгиба нефтепровода; M_{Γ} - изгибающий момент в горизонтальной плоскости от предварительного упругого изгиба; W - осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Суммарные продольные напряжения в стенке нефтепровода

$$\sigma_{\text{сум.пр}} = \sigma_{\text{пр}} + \sigma_t + \sigma_{и} + \sigma_{\varepsilon} + \sigma_{\text{ост}}$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ - продольные напряжения от внутреннего давления; σ_t - напряжения от разности температур во время укладки (сварки в непрерывную нить) и металла труб в процессе ремонта; $\sigma_{и}$ - напряжения от удлинения нефтепровода в процессе ремонта; σ_{ε} - продольные напряжения от изгиба нефтепровода, возникающие в процессе ремонта и за счет предварительного упругого изгиба; $\sigma_{\text{ост}}$ - остаточные продольные напряжения в стенке трубопровода, определяются экспериментально.

3. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при ремонте с его подъемом в траншее

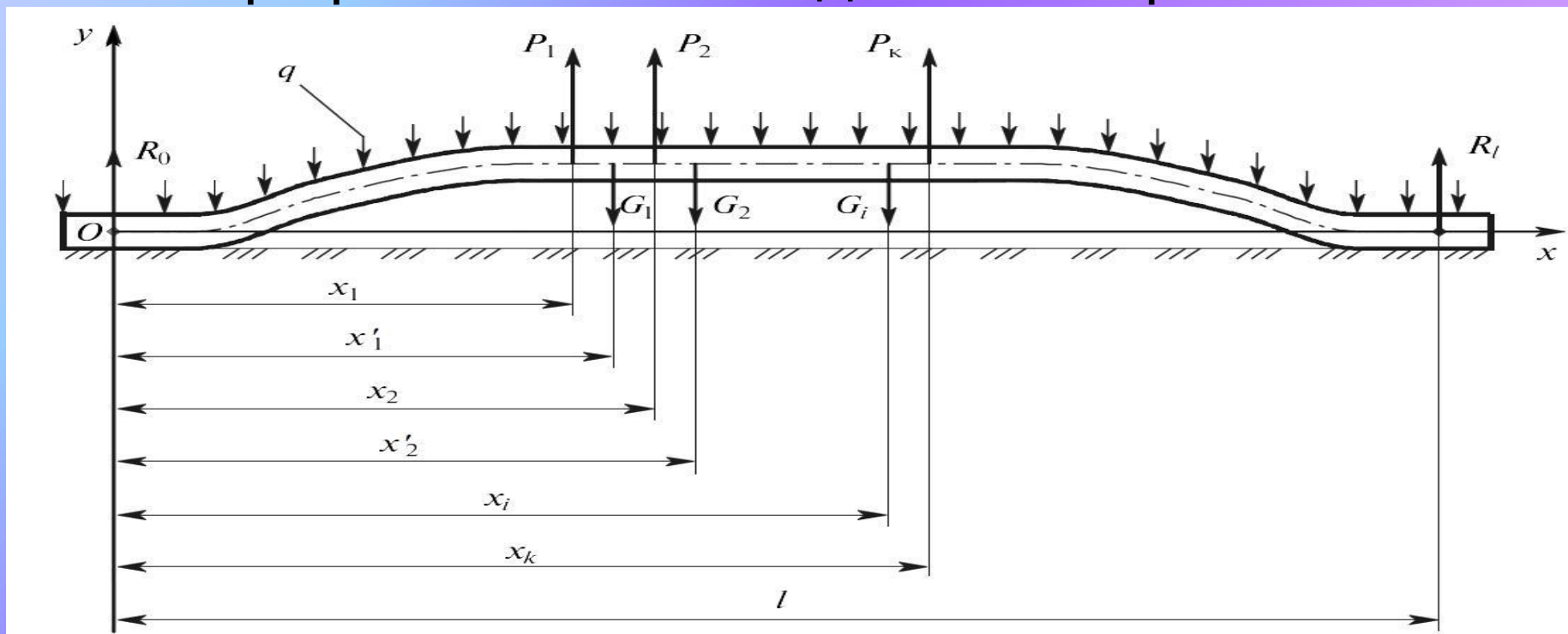


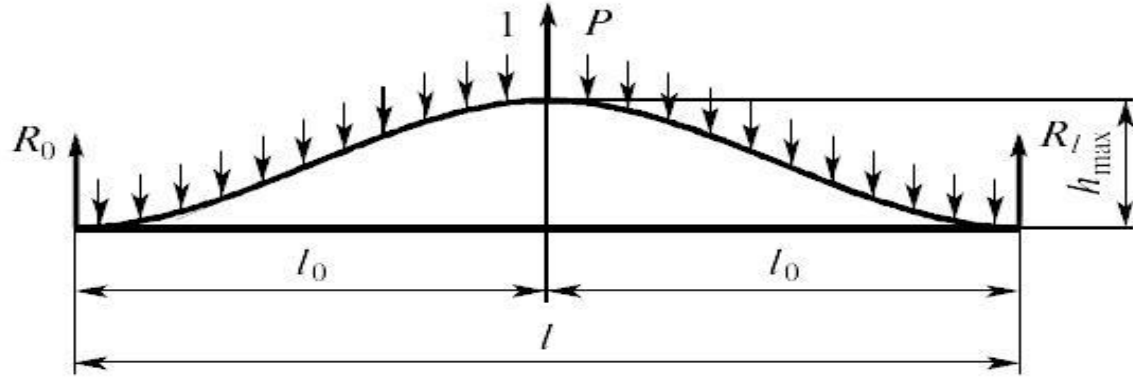
Рисунок 3.1 – Расчетная схема подъема нефтепровода

где P – усилие на крюке трубоукладчика.

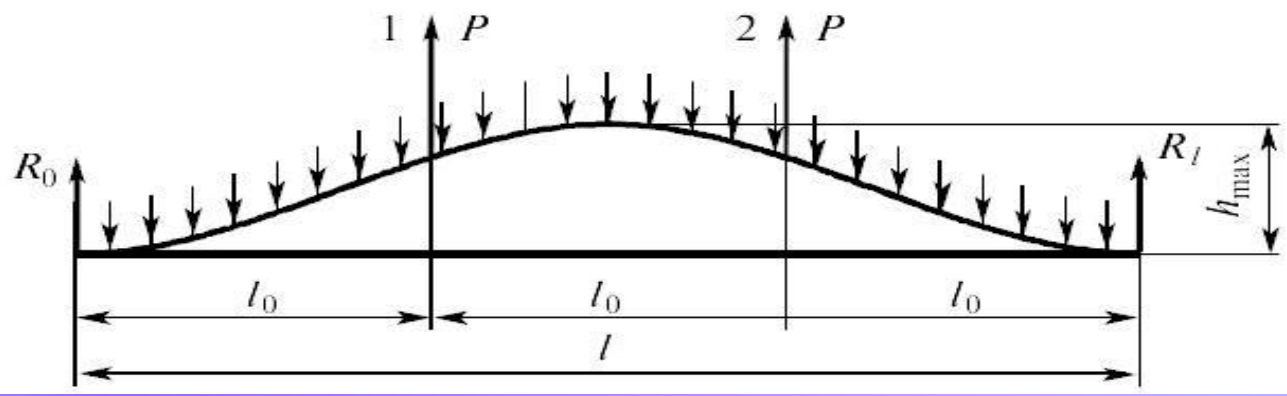
Таблица 3.1 – Формулы для определения параметров напряженного состояния трубопровода при его подъеме

Схема подъема	l_0	P	h_{\max}	M_{\max}	σ_{\max}
а	$\sqrt[4]{\frac{72EIh_{\max}}{q}}$	$\frac{4}{3}ql_0$	$\frac{ql_0^4}{72EI}$	$\frac{ql_0^2}{6}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{\max}}{W^2}}$
б	$\sqrt[4]{\frac{48EIh_{\max}}{q}}$	$\frac{8}{9}ql_0$	$\frac{ql_0^4}{48EI}$	$\frac{ql_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{3qEIh_{\max}}{4W^2}}$
в	$\sqrt[4]{\frac{45EIh_{\max}}{2q}}$	$\frac{16}{15}ql_0$	$\frac{2ql_0^4}{45EI}$	$\frac{2ql_0^2}{15}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{\max}}{5W^2}}$

a



б



в

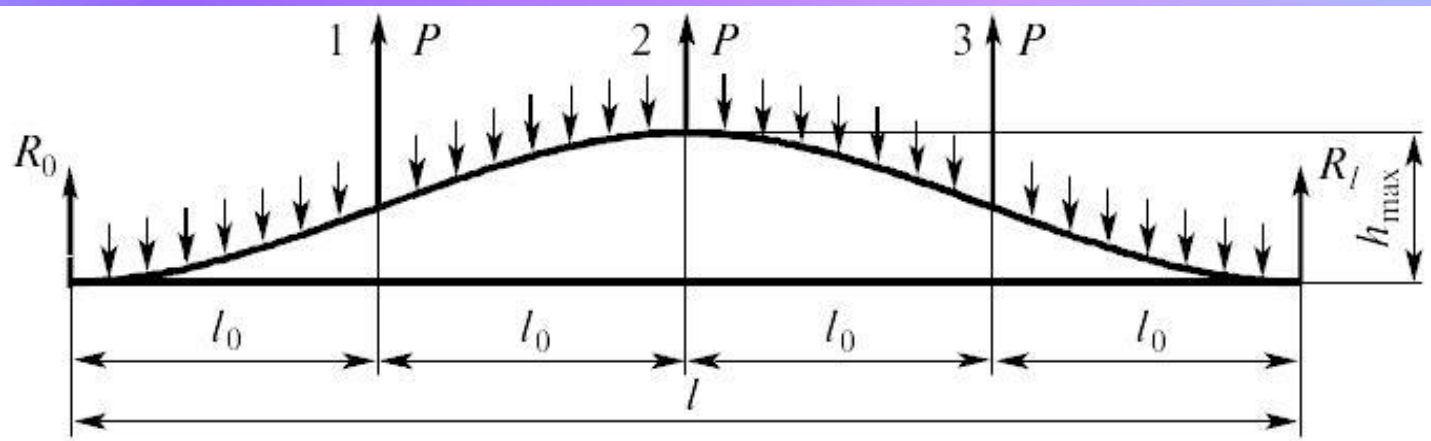


Рисунок 3.2 – Схемы нагружения трубопровода при его подъеме

Таблица 3.2 – Формулы для определения высоты подъема в расчетных сечениях трубопровода

Высота подъема в сечениях № 1-3

Схема подъема	h_1	h_2
а	$\frac{ql_0^4}{72EI}$	—
б	$\frac{ql_0^4}{48EI}$	$\frac{ql_0^4}{48EI}$
в	$\frac{ql_0^4}{40EI}$	$\frac{2ql_0^4}{43EI}$

Таблица 3.3 – Формулы для определения изгибающего момента трубопровода при его подъеме
Изгибающие моменты в сечениях № 1-3

Схема подъема	ИЗГИБАЮЩИЕ	
	M_1	M_2
1	2	3
а	$\frac{ql_0^2}{6}$	—
б	$\frac{ql_0^2}{8}$	$\frac{ql_0^2}{8}$
в	$\frac{ql_0^2}{10}$	$\frac{2ql_0^2}{15}$

4. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при его ремонте без подъема

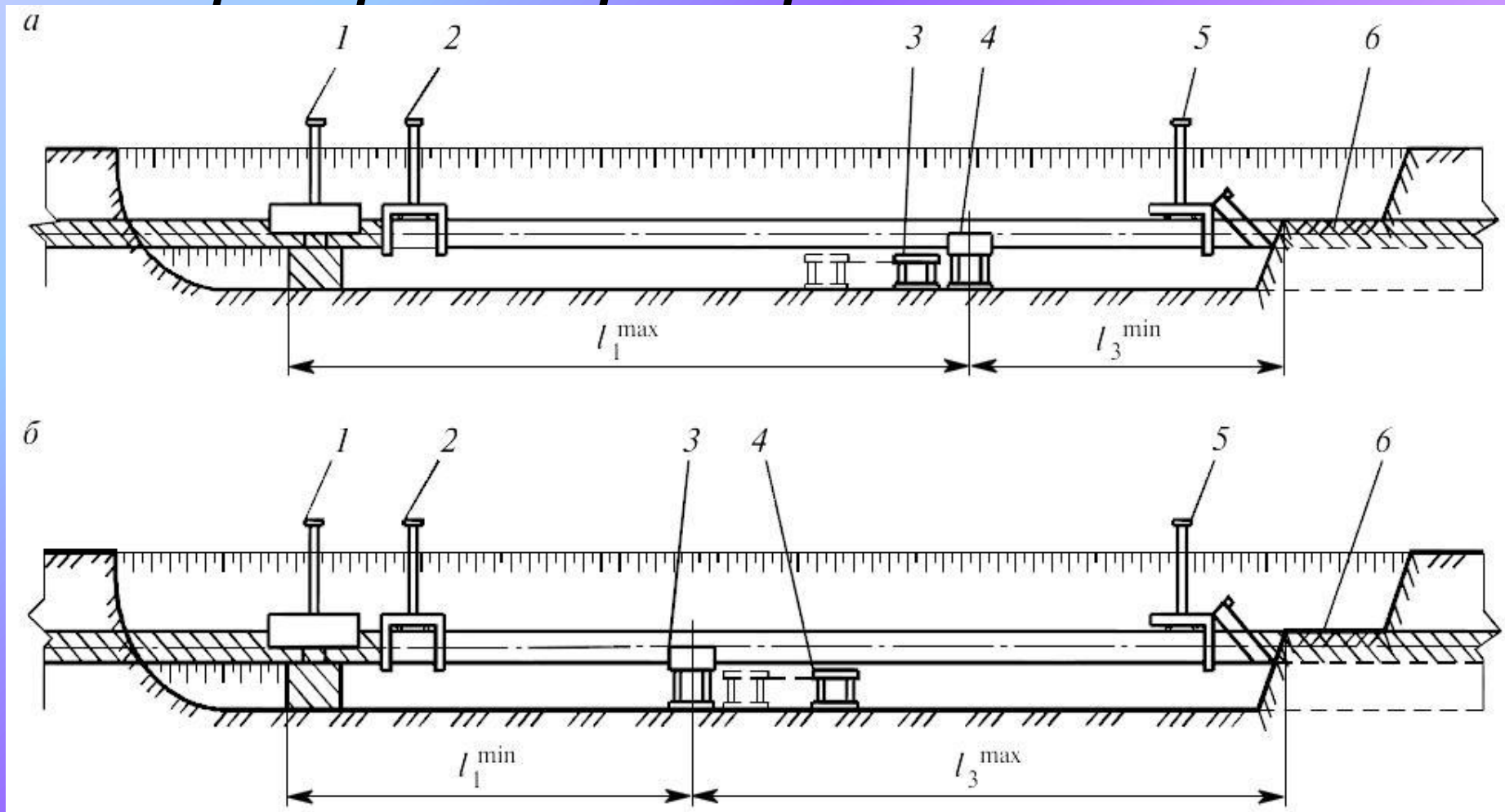


Рисунок 4.1 – Схема расстановки ремонтных машин и механизмов при ремонте с использованием двух опор-крепей

а – нефтепровод поддерживается опорой-крепью 4; б – то же опорой-крепью 3; 1 – подкапывающая машина; 2 – очистная машина; 3,4 – опоры-крепи; 5 – изоляционная машина; 6 - нефтепровод

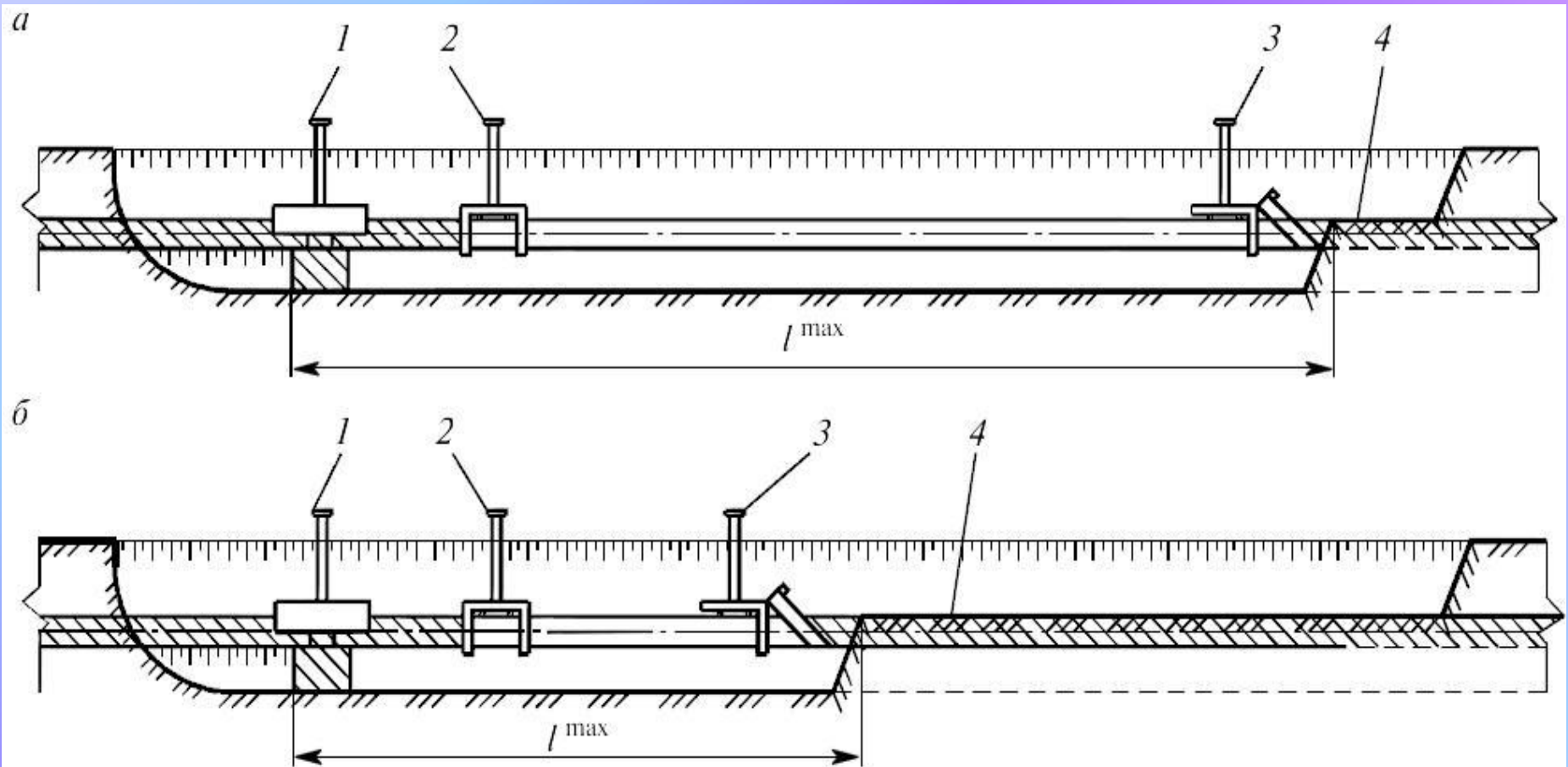


Рисунок 4.2 – Схема расстановки ремонтных машин и механизмов при ремонте без использования грузоподъемных механизмов:
машина: 1 - подкапывающая; 2 – очистная; 3 – изоляционная; 4 - трубопровод

Общая зависимость для определения упругой линии нефтепровода

$$V_i = \frac{q_i l^2}{6EI} + \frac{2}{3}(V_{i-1} + V_{i+1}) - \frac{1}{6}(V_{i-2} + V_{i+2})$$

где V – смещение i -го элемента рассматриваемого участка нефтепровода;

q_i – суммарное значение нагрузок, действующих на i -й элемент нефтепровода.

Нагрузку следует определять в целом по алгебраической зависимости

$$q_{iH} = q_{гр} + q_{i+} + q_{i-} + R + P$$

где $q_{гр}$ – вес трубы, изоляционного покрытия и перекачиваемого продукта;

R_i – отпор грунта на нефтепровод снизу; P_i – усилие грузоподъемных устройств;

q_{i+} – вес ремонтных машин; q_{i-} – вес грунта, действующий сверху на нефтепровод (присыпанный, уплотненный). Принимается следующее правило знаков: если нагрузка направлена вверх – «+», если вниз – «-». При отрыве нефтепровода от грунта снизу

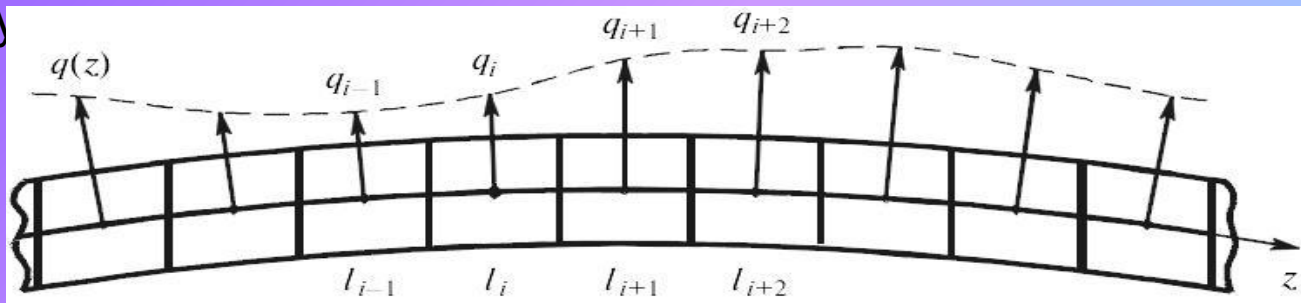


Рисунок 4.3 – Разбивка участка на конечные элементы

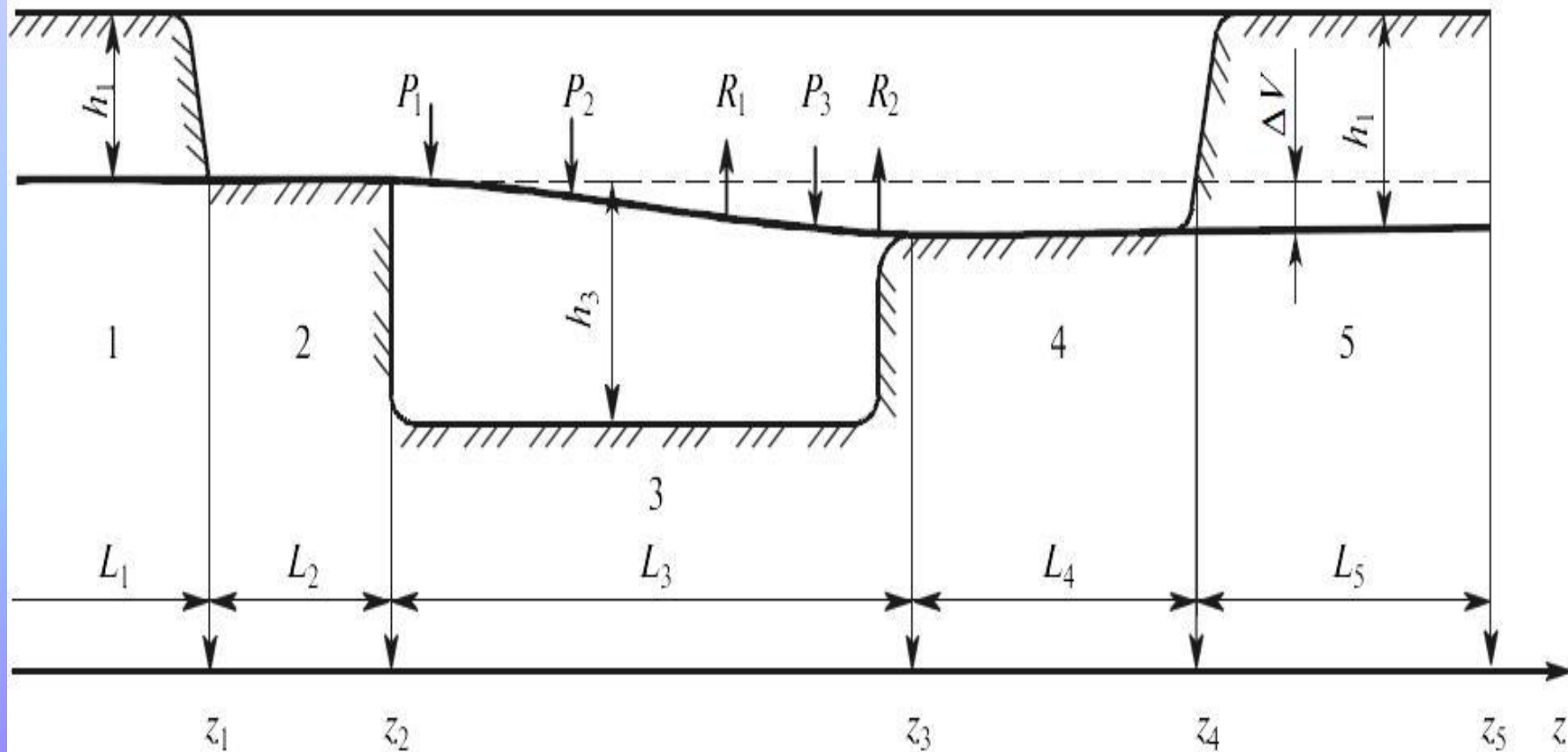


Рисунок 4.4 – Схема ремонтируемого участка нефтепровода

где h_1 – высота грунта над трубой;
 L_i – вес ремонтных машин.

Участок 1. Нефтепровод заземлен в уплотнившемся при эксплуатации грунте. Высота грунта над трубой равна h_1 . На трубу действуют: вес трубы, давление грунта сверху $q_{гр}^0$ и отпор грунта снизу.

Отпор уплотненного грунта

$$q_{гр} V = q_{гр}^0 + C_1$$

где $q_{гр}^0$ - начальный параметр отпора грунта, равный суммарному весу грунта и трубы ($q_{гр}^0 = q_{гр} + q_{h1}$);

C_1 - коэффициент постели уплотненного под нефтепроводом грунта. При значении $q_{гр} > 0$ в вычислениях принимается $q_{гр} = 0$.

При значении $q_{гр} = 0$ в вычислениях принимается $q_{гр} = 0$.

Участок 2 («земляная тумба»). В этом случае отпор уплотненного грунта определяют также, как на Участке 1.

При вычислениях, если $q_{гр} \geq q_{кр}$, принимается равным $q_{кр}$.

Участок 3 («подкоп»). На этом участке на нефтепровод действуют вес трубы, вес ремонтных машин, усилия грузоподъемных устройств.

Участок 4 («подсыпка»). На этом участке проводят подсыпку грунта под нефтепровод и его уплотнение. При механическом уплотнении подсыпанного под нефтепровод грунта слоем $h_1 - V_{z3}$ следует определить отпор по формуле:

$$q_{гр} = q_{гр} + q_{z3} + C_4 (h_1 - V_{z3})$$

где q_{z3} - вес грунтовой присыпки на участке V_{z3} ; V_{z3} - величина смещения трубопровода в сечении Z_3 по вертикали относительно начального положения при Z_0 .

Участок 5 («засыпка окончательная»). Это продолжение участка 4. Отпор грунта определяют по той же формуле, что и для участка 4, здесь на трубу дополнительно действует вес грунта окончательной засыпки. Этот параметр вводится в формулу вместо γ_3 .

На границах рассчитываемого участка ось трубопровода должна принимать горизонтальное положение, следовательно,

$$V_1(z) = \text{const при } z < z_0 ;$$

$$V_2(z) = \text{const при } z > z_5.$$

При этом $\Delta V = V_1(z) - V_2(z)$ задается как параметр для проверки точности решения и завершения вычислений.

Изгибающий момент

$$M_z = EI \frac{d^2 V}{dz^2}$$

Напряжения от изгиба в сечении ремонтируемого участка нефтепровода

$$\sigma = \frac{M_z}{W}$$

5. Проверка прочности и устойчивости нефтепровода при капитальном ремонте

Проверку на прочность нефтепровода при его капитальном ремонте следует производить из условия

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2^c$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий; R_2^c - расчетное сопротивление стали участка нефтепровода, эксплуатируемого длительное время и имеющего дефекты; ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние.

Расчетное сопротивление

$$R_2^c = \frac{R_2}{\psi_{\text{в}} \psi_{\text{к}} \psi_{\text{к}_1} \psi_{\text{д}}}$$

где $\psi_{\text{в}}, \psi_{\text{к}}, \psi_{\text{к}_1}, \psi_{\text{д}}$ - коэффициент надежности по дефектности нефтепровода; $\psi_{\text{д}}$ - коэффициент надежности по длительности эксплуатации нефтепровода или его участка; R_2 - расчетное сопротивление стали.

Коэффициент надежности по длительности эксплуатации

$$\psi_{\text{д}} = 1 + 0,025 C_{\text{ЭКВ}} \sqrt{T}$$

где $C_{\text{ЭКВ}}$ - углеродный эквивалент стали, %; T - длительность эксплуатации участка нефтепровода, год.

Углеродный эквивалент

$$C_{\text{ЭКВ}} = C + \frac{\text{Mn}}{6} + \frac{\text{Cr} + \text{Mo} + \sum (\text{V} + \text{Nb} + \text{Ti})}{5} + \frac{\text{Cu} + \text{Ni}}{15} + 15\text{B}$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Nb, Ti, Cu, Ni, B – содержание, % от массы, в составе трубной стали углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, ниобия, титана, меди, никеля, бора соответственно.

$$K_2 = \frac{W}{W_{\text{ф}}}$$

где W – начальный момент сопротивления поперечного сечения трубы; $W_{\text{ф}}$ – фактический момент сопротивления дефектного сечения трубы; K_2 – коэффициент концентрации напряжений на дефектном участке (для некоторых дефектов значения приведены в таблице 5.2)

Таблица 5.1 – Значение коэффициента C_d для трубных сталей с различным содержанием углерода

Срок эксплуатации, год	Коэффициент C_d	
	$C = 0,17-0,20$ (стали 17ГС, 19Г и т. п.)	$C = 0,10-0,15$ (стали 14ХГС, 14ГН)
0–15	1,0–1,15	1,0–1,1
15–20	1,25	1,15
20–30	1,30	1,20
30 и более	1,35	1,25

Таблица 5.2 – Коэффициенты концентрации напряжений в стенках

Характеристика дефектов	Коэффициент концентрации κ_2
Длинные царапины глубиной h и длиной l , направленные под углом α к оси нефтепровода	$\kappa_2 = 1 + \frac{l}{D_H} \cos \alpha \frac{h}{l}$
Плотно распределенные сливающиеся коррозионные язвы в кольцевом направлении шириной до 50 мм	1,9
Плотно распределенные дефекты общей площадью более $0,25D_H^2$, где D_H — диаметр трубы	1,5
Общий коррозионный износ стенки нефтепровода более D_H^2	1,2

Таблица 5.3 – Зависимость коэффициента концентрации κ_1 от

Соотношение малой и большой осей	1	0,98	0,96	0,94	0,92	0,9
Коэффициент концентрации напряжений κ_1	0	1,0117	1,0234	1,0351	1,0465	1,0585

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверку следует производить по условиям

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{R_2^H}{0,9 C_H \psi_K \kappa_1 \sigma} \cdot \frac{R_2^H}{0,9 C_H \psi_K \kappa_1 \sigma}$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 C_H \psi_K \kappa_1 \sigma} \cdot \frac{R_2^H}{0,9 C_H \psi_K \kappa_1 \sigma}$$

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий; ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; ψ_K - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Проверку возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) выполняют по условию

$$\sigma_{\text{пр}} \leq 0,95\sigma_{\text{кр}}$$

где $\sigma_{\text{кр}} = \left[\frac{4,13}{R/\delta} + 0,85 \right] \sigma_{\text{T}}$, - критическое напряжение, при котором происходит выпучивание стенки; σ_{T} - предел текучести материала трубы с учетом длительности эксплуатации (старения); R – радиус наружной стенки нефтепровода; δ - наименьшая остаточная толщина стенки нефтепровода.

$$S \leq mN_{\text{кр}}$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода; m – коэффициент условий работы нефтепроводов, принимаемый в зависимости от категории участка нефтепровода; $N_{\text{кр}}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости нефтепровода.

Критическое усилие $N_{\text{кр}} = 4,09 \sqrt[11]{p^2 q^4 F^2 E^5 I^3}$

где p – сопротивление продольному перемещению

В случае наличия упругого изгиба $N_{\text{кр}} = \beta \sqrt[3]{q^2 EI}$

где β - коэффициент, определяемый в зависимости от радиуса упругого изгиба, геометрических характеристик трубопровода.

В случае вскрытия участка небольшой длины критическое усилие может быть определено по формуле

$$N_{\text{кр}} = EI \frac{4\pi^2}{v^2}$$

где v – длина вскрытого участка; k – коэффициент, учитывающий отпор грунта, заземляющего концы открытого участка трубопровода, поперечным перемещениям.

$$\kappa = \frac{1}{1 + \frac{q_{\text{гр}}}{0,143q_{\text{гр}} + p_{\text{в}}}}$$

где $q_{\text{гр}}$ - отпор грунта, равный

$$q_{\text{гр}} = \frac{E_0}{6(1 + \mu_0)}$$

где E_0, μ_0 - модуль общей деформации и коэффициент поперечной деформации для данного грунта; $p_{\text{к}}$ - критическое давление для трубопровода.

$$p_{\text{в}} = \frac{E_{\text{ст}}}{4(1 - \mu_{\text{ст}}^2)} \left(\frac{\delta_{\text{н}}}{R} \right)^3$$

где $E_{\text{ст}}, \mu_{\text{ст}}$ - модуль упругости и коэффициент Пуассона стали; $\delta_{\text{н}}$ - номинальная толщина стенки; R - наружный радиус трубопровода.

6. Результаты расчетов технологических параметров ремонтных колонн при ремонте с подъемом нефтепроводов.

Расстояние между трубоукладчиками

$$L = mL, \text{ м,}$$

где L – длина приподнятого участка нефтепровода,

$$M = \eta A \sqrt[4]{h_1},$$

где h_1 – высота подъема крайним трубоукладчиком, м; A – параметр, зависящий от характеристики трубы, m, η – коэффициенты, выбираемые в зависимости от количества трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

Усилие на крюках трубоукладчиков

$$P = f_{yc} B \sqrt[4]{h_1} \cdot 9,81 \cdot 10^3$$

где f_{yc} – коэффициент усилия при подъеме нефтепровода трубоукладчиками; B – параметр, зависящий от характеристики трубы.

Таблица 6.1 – Соотношение высот подъема нефтепровода различными трубоукладчиками

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	$\frac{h_1}{h_T}$	$\frac{h_2}{h_T}$	$\frac{h_3}{h_T}$	$\frac{h_4}{h_T}$	$\frac{h_5}{h_T}$
2	1	1			
3	1	1,434	1		
4	1	1,564	1,564	1	
5	1	1,656	2,138	1,561	1

Напряжения в ремонтируемом нефтепроводе

$$\sigma = \varphi C \sqrt{h_1} 10^{-1}, \text{ МПа,}$$

где φ - коэффициент, выбираемый в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода; C – параметр, зависящий от характеристики трубы.

Таблица 6.2 – Значение коэффициентов $\eta, \eta, f_{yc}, \varphi$

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	η	m	Коэффициент усилия для трубоукладчиков f_{yc}		Значение φ при определении напряжений от изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения тролля
2	6,880	0,25	2,447	—	0,497	0,765
3	8,009	0,19	2,231	1,522	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

Таблица 6.3 – Значение коэффициентов высоты подъема

Высота подъема крайним трубоукладчиком h_1 , см	Значения коэффициентов	
	для усилий на крюках трубоукладчиков и длины приподнятого участка $\sqrt[4]{h_1}$	для напряжений $\sqrt{h_1}$
10	1,778280	3,162280
20	2,144740	4,472125
30	2,340350	5,477238
40	2,514870	6,324571
50	2,659148	7,071068
60	2,783158	7,745968

Таблица 6.4 – Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020*11 мм тремя трубоукладчиками

Высота подъема трубоукладчиками, см		Расстояние между трубоукладчиками l_0 , м	Длина приподнятого участка l , м	Усилие на крюках крайних трубоукладчиков $P_1 = P_3$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика P_2 , кН	Напряжения в стенке трубы σ , МПа
крайними $h_1 = h_3$	средними h_2					
10	14,3	14,7	77	22,9	15,7	65
20	28,7	15,2	80	27,3	18,6	92
30	43,0	19,3	102	30,2	20,6	113
40	57,4	20,8	109	32,4	22,1	130
50	71,7	22,0	116	34,3	23,4	146
60	86,0	23,0	121	35,9	24,5	159

Таблица 6.5 – Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020*11 мм четырьмя трубоукладчиками

Высота подъема трубоукладчиками, см		Расстояние между трубоукладчиками l_0 , м	Длина приподнятого участка l , м	Усилие на крюках крайних трубоукладчиков $P_1 = P_4$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика $P_2 = P_3$, кН	Напряжения в стенке трубы σ , МПа
крайними $h_1 = h_4$	средними $h_2 = h_3$					
10	15,6	12,8	85,4	213	136	60
20	31,2	15,2	101,6	253	162	85
30	46,8	16,9	112,4	281	179	104
40	62,4	18,1	121	301	193	126
50	78,0	19,2	128	318	204	135
60	93,6	20,1	134	333	214	148

Таблица 6.6 – Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020*11 мм пятью трубоукладчиками

Высота подъема трубоукладчиками, см		Расстояние между трубоукладчиками l_0 , м	Длина приподнятого участка l , м	Усилие на крюках крайних трубоукладчиков $P_1 = P_5$, кН	Усилие на крюке среднего трубоукладчика $P_2 = P_3 = P_4$, кН	Напряжения в стенке трубы σ , МПа	
крайними $h_1 = h_5$	средними $h_2 = h_3 = h_4$						
10	16,6	21,4	12,6	97	207	134	61
20	33,1	42,8	14,9	114,9	247	159	87
30	49,7	64,1	16,5	127	273	176	106
40	66,2	85,5	17,8	137	293	189	122
50	82,8	106,9	18,8	145	311	200	137
60	99,4	128,3	19,7	151	325	209	150

Таблица 6.7 – Параметры подъема нефтепровода диаметром 530-820 мм четырьмя трубоукладчиками

Диаметр нефтепровода, D_n , мм	Высота подъема нефтепровода, м		Расстояние между трубоукладчиками l_0 , м	Длина приподнятого участка l , м	Усилие на крюках трубоукладчиков, кН	
	$h_1 = h_4$	$h_2 = h_3$			$P_1 = P_4$	$P_2 = P_3$
530	0,5	0,78	20,0	120	100,0	76,5
630	0,5	0,78	21,0	130	161,8	122,6
720	0,5	0,78	23,0	138	199,0	151,0
820	0,5	0,78	17,0	115	182,7	117,0

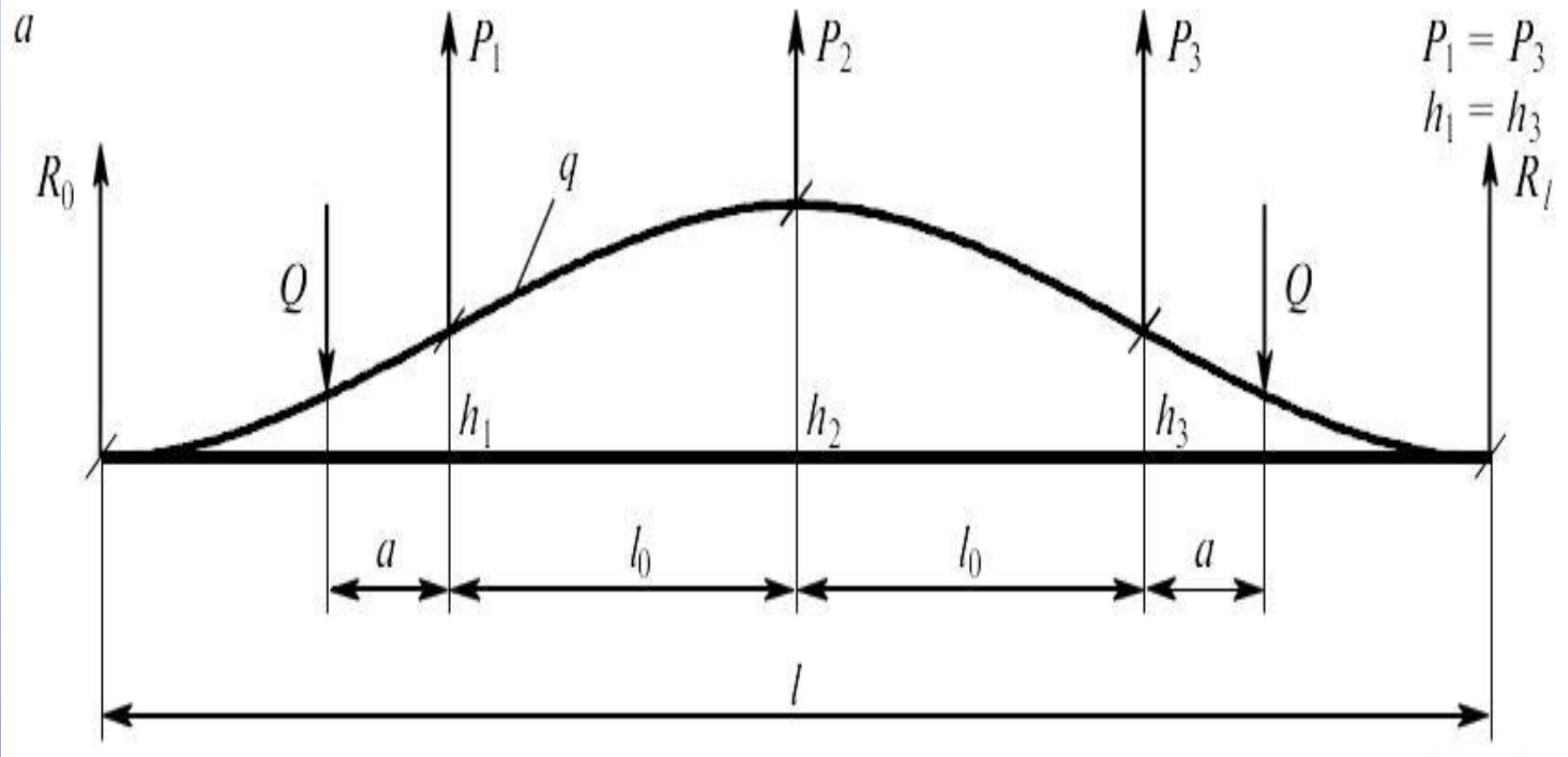


Рисунок 6.1 – Расчетные схемы подъема трубопроводов трубоукладчиками с учетом веса и расстановки ремонтных машин:

a – тремя трубоукладчиками

Таблица 6.8 – Технологические параметры и расчетные значения усилий подъема трубопровода

Схема подъема и расстановки ремонтных машин	Диаметр трубопровода и номинальная толщина стенки $D_n, \delta_n, \text{мм}$	Число трубоукладчиков $n, \text{шт.}$	Масса ремонтной машины $Q, \text{кН}$	Высота подъема трубопровода, м		Расстояние до ремонтной машины $a, \text{м}$	Расстояние между трубоукладчиками $l_0, \text{м}$	Длина приподнятого участка $l, \text{м}$	Усилия подъема трубопровода, кН	
				h_1	h_2				P_1	P_2
а	219 × 5	3	10	0,63	1,01	4	13	59	19,9	8
	273 × 5	3	10	0,77	1,20	4	14	67	25,6	12
	325 × 5	3	10	0,73	1,11	4	15	72	33,1	17
	377 × 7	3	15	0,70	1,03	4	16	77	51,4	25
	426 × 6	3	15	0,68	1,01	4	17	82	62,1	33
б	530 × 8	4	20	0,66	1,17	4	20	112	97,2	60
	630 × 8	4	20	0,65	1,10	4	20	115	129	80
	720 × 9	4	20	0,63	1,02	4	20	118	174	100
	820 × 9	4	25	0,63	1,01	4	20	120	214	130
	1020 × 10	4	25	0,61	0,98	4	20	124	321	200
	1220 × 12	4	25	0,60	0,93	4	20	130	468	289

Обследование линейной части

Обследование линейной части состоит из периодического контроля (ПК) и технической диагностики (ТД). ПК производится силами эксплуатационной организации визуально без технических средств, на автотранспорте, облетом на вертолетах и пешком.

Целью ПК является выявление дефектов и нарушений регламентов – в основном:

- утечек;
- участков вскрытия, оголения утечек;
- нарушение балластировки трубопровода;
- выявление предаварийной ситуации;
- выявление аварий на близлежащих сооружениях, которые угрожают безопасной эксплуатации трубопровода;
- проверка состояний запорной арматуры и средств ЭХЗ.

Техническая диагностика выполняется с использованием различных средств, в основном специализированной организацией, например, ЦПТЛ.

Целью приборного обследования является:

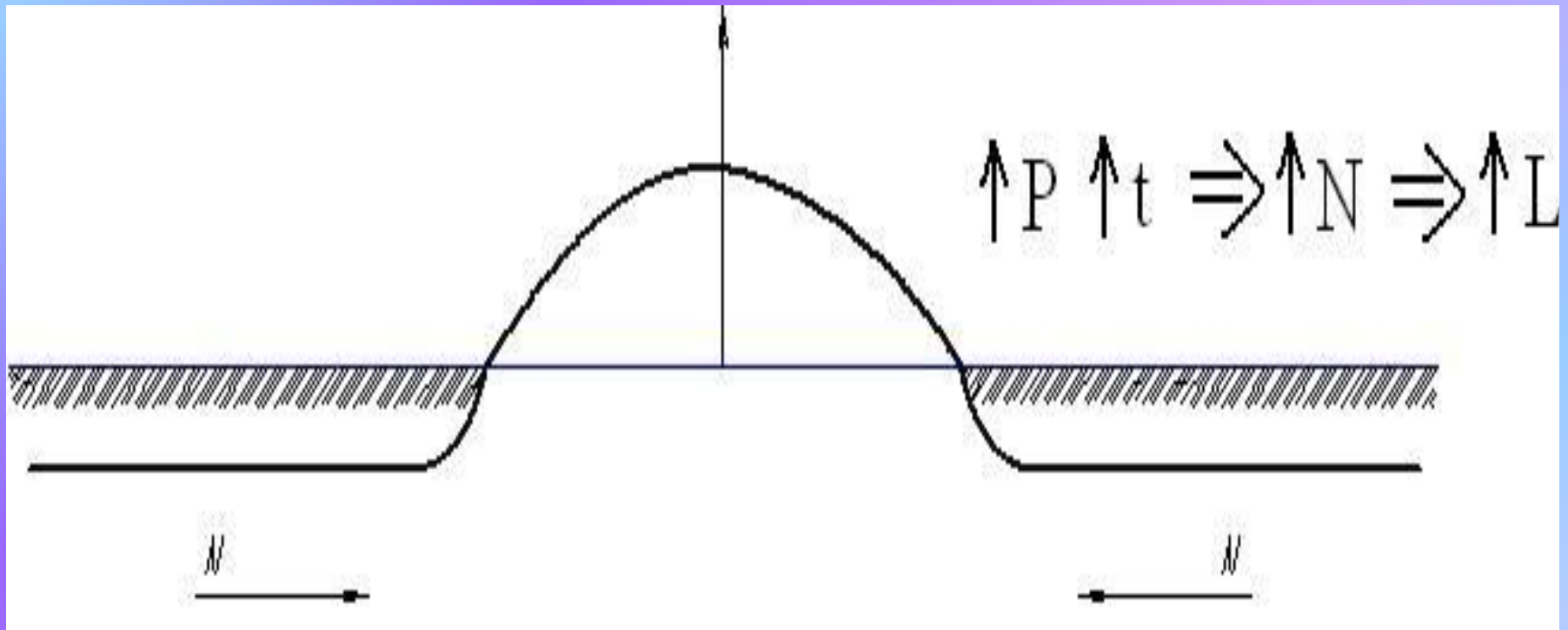
- выявление дефектов труб;
- определение размеров утечек, измерение отклонений положения оси трубопровода;
- электрометрическое обследование с оценкой эффективности работы ЭХЗ

Классификация дефектов линейной части трубопроводов

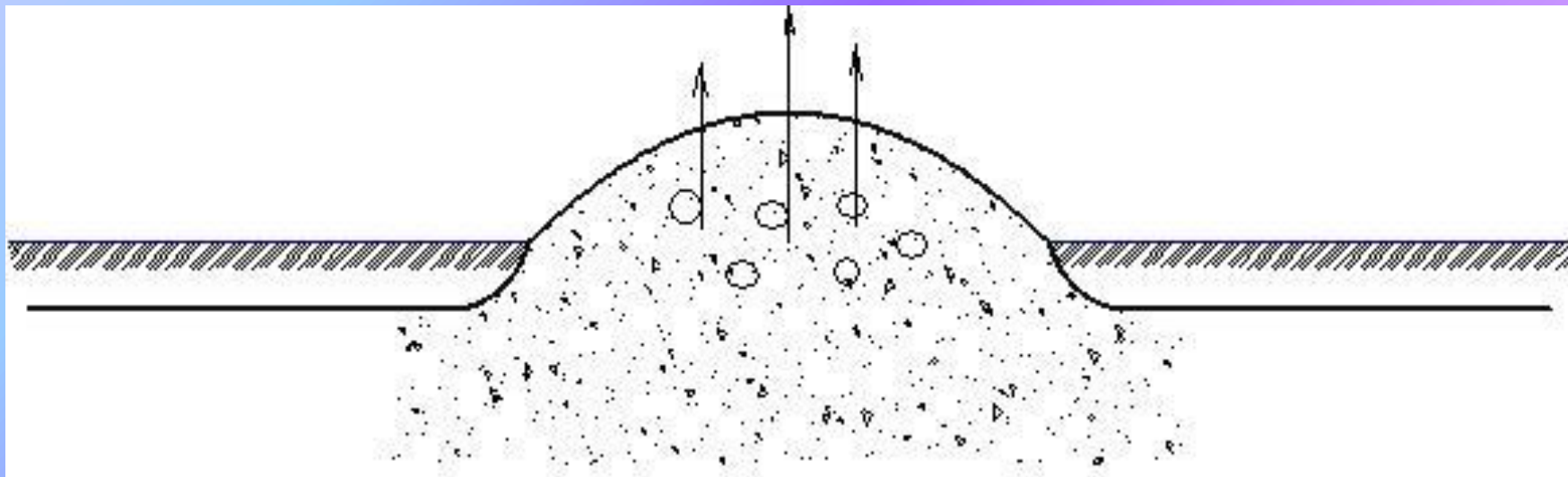
Дефекты делятся на три класса:

Класс 1. Отклонение оси трубопровода от проектного положения:

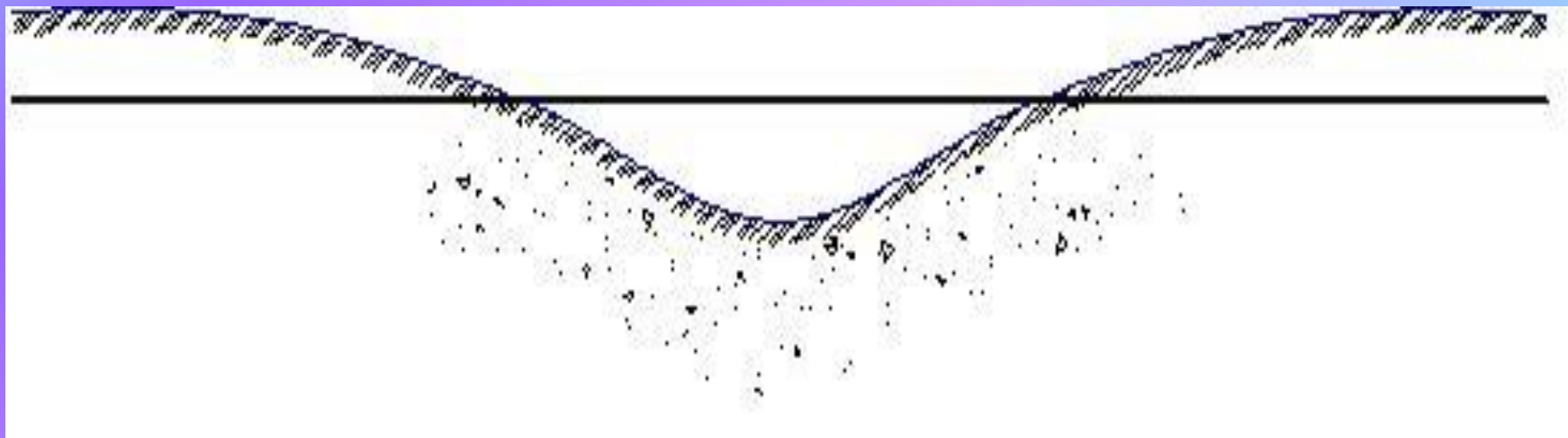
а) арочные выпучены (в основном в первый год эксплуатации)



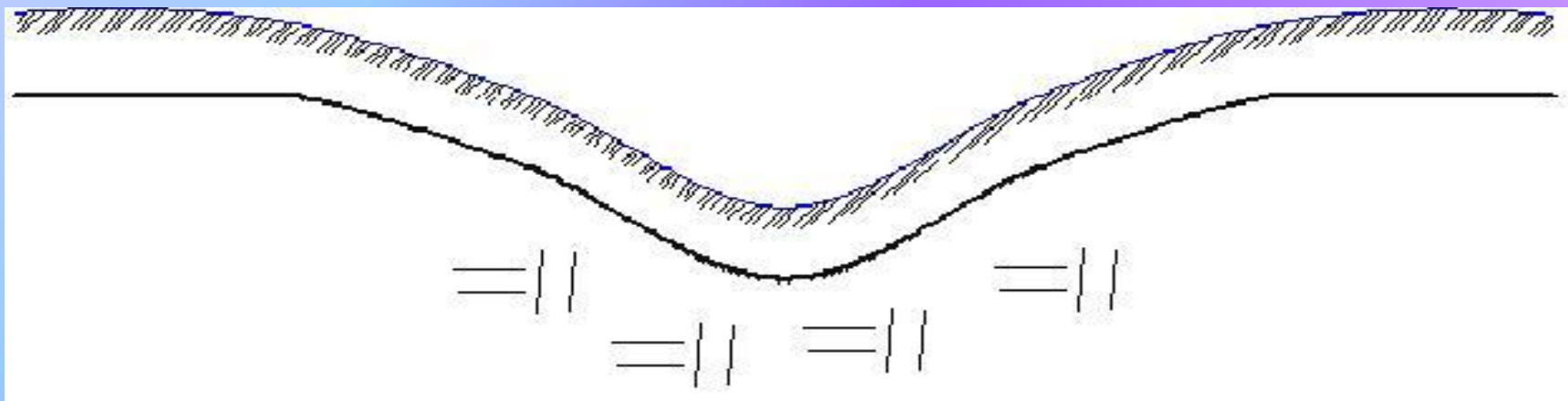
б) выпучины, образовавшиеся на пучинистых грунтах
(вечномерзлые грунты)



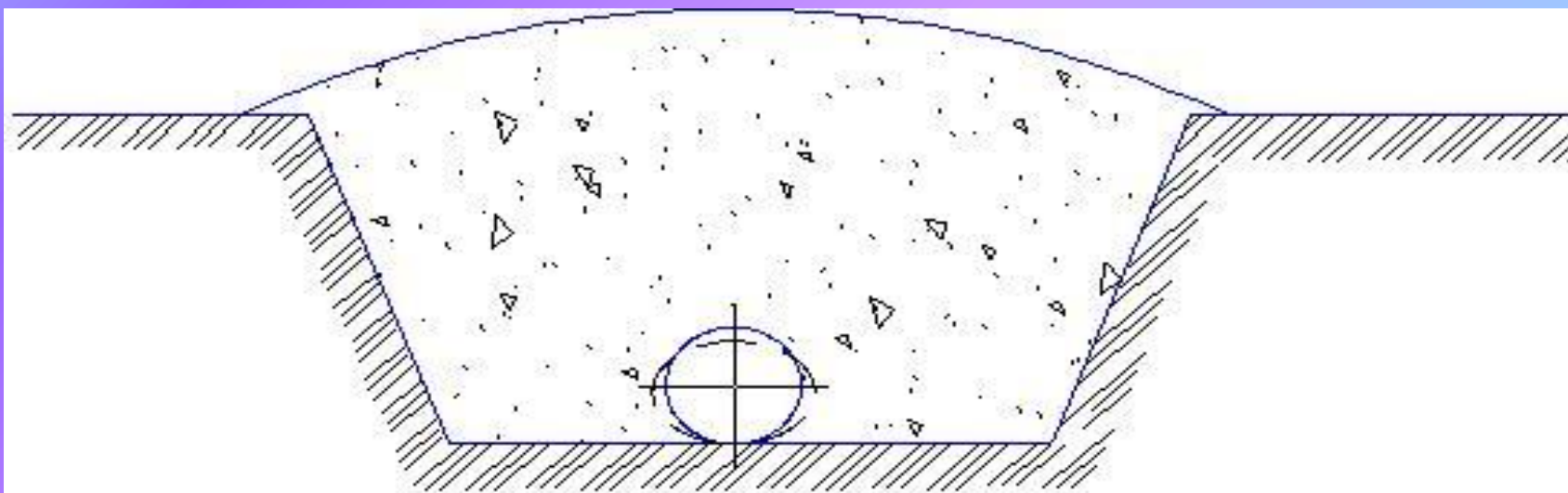
в) провисы – оголение участка трубопровода в результате таяния мерзлых грунтов или оврагообразования



г) просадка трубопровода вместе с оттаявшим грунтом



Класс 2. Нарушение формы поперечного сечения труб: образование овальностей, вмятин и гофр (овальности и гофры образуются обычно на выпучиваниях).



Класс 3. Дефекты основного металла стенки трубы и сварных соединений;

а) строительные дефекты, образовавшиеся при транспортировке и укладке трубопровода;

б) заводские дефекты металлургического происхождения (на металлургических заводах остаются расслоения, поры и трещины);

в) эксплуатационные дефекты (язвенная, гиттинговая или стресс-коррозия, или как сейчас принято в Газпром -КРН).

Отбор дефектов для дополнительного дефектоскопического контроля

Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) производится обычно после внутритрубной диагностики с целью:

1. Уточнения типа дефекта;.
2. Уточнение геометрических параметров: глубины, длины, площади;
3. Уточнение или выявление в зоне дефекта обнаруженных внутритрубной диагностикой других дефектов;
4. Выявление дефектов, необнаруженных внутритрубной диагностикой.

В зависимости от степени опасности дефектов ДДК подразделяют:

1. ДДК обязательный;
2. ДДК рекомендованный.

Обязательному ДДК подлежат все опасные и неопасные дефекты:

- риски и царапины $l > 0,2D_H$;
- все трещины;
- все дефекты сварных швов.

Рекомендованному ДДК подлежат все неопасные дефекты:

- вмятины и гофры глубиной $h < 1\%D_H$;
- расслоение металла, примыкающего к швам;
- расслоение металла с выходом на поверхность трубы;
- риски или царапины $l < 0,2D_H$;

Подготовительный период капитального ремонта трубопровода подразделяют на три этапа:

- организационный, в котором разрабатывают и согласовывают ПСД(ПОС,ППР,ППРК), решаются вопросы комплектации, материального и финансового обеспечения;
- мобилизационный, при котором выполняются все внеэлевационные подготовительные работы;
- подготовительно-технологический, при котором выполняются все вэлевационные подготовительные работы.

Организационный период включает в себя:

- разработку, экспертизу и приемку ПСД;
- проведения тендеров, заключение договоров подряда и субподряда;
- открытие финансирования;
- приемка трассы подрядной СМО от заказчика и получение разрешающих документов;
- отвод земли(заказчик):

ППР разрабатывается подрядчиком или специализированной организацией и согласовывается с заказчиком.

Состав ППР:

1. Пояснительная записка включает:

- расчет продолжительности строительства;
- порядок и методы производства работ;
- мероприятия по охране труда и окружающей среды;

2. Технологические карты, схемы производства работ на все основные виды работ;

3. Профиль трассы и ситуационный план;

4. График поступления машин, механизмов и материальных ресурсов (обычно составляется на весь период выполнения работ);

5. Составляется график производства ремонта труб с учетом особенностей местности;

6. План ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС).

Мобилизационный период включает в себя:

1. Сооружение временных жилых городков, пунктов обслуживания машин и механизмов, складов и т.д.;
2. Приемка и складирование труб, изоляционных и сварочных материалов;
3. Открытие карьеров;
4. Аттестация сварочных процессов;
5. Сварка труб на ТСБ;
6. базовое нанесение изоляции(если необходимо) и изготовление деталей и т.д..

Подготовительно-технологический период включает в себя:

1. Закрепление оси трубопровода на местности с записью и указанием на колышках-пикетах глубины залегания трубопровода;
2. Детальная разбивка углов поворота в горизонтальной и вертикальной плоскости;
3. Разметка строительной полосы;
4. Восстановление опознавательных знаков на всех переходах;
5. Расчистка полосы отвода от леса, кустарника и посторонних предметов;
6. Снятие плодородного слоя;
7. Планировка строительной полосы;
8. Строительство вдольтрассовой дороги;
9. Вывозка труб и секций на трассу (при параллельной прокладке) и т.д.

Классификация капитального ремонта по технологии и способам производства работ.

Капитальный ремонт

Замена
изоляционного
покрытия

Замена
изоляционного
покрытия и частичное
восстановление труб,
врезка катушек

Замена
участка
трубопровода

В траншее с
подкопкой
под трубу с
сохранением
проектного
положения
для $D > 720$ мм

На берме
траншеи с
подъемом

В траншее
с
подъемом
и укладкой
на лежки
или с
применен
ием опор-
крепей и
стрелы-
опоры

С
разрезкой
трубы на
секции и
ремонтом
на базе (с
демонтаж
ем)

С
параллель
ной
прокладкой
(с
демонтаже
м)

Труба в
трубе
(протягива
ние внутри
старого ТП
нового
полиэтиле
нового или
стального)

Технологическая последовательность работ по капитальному ремонту трубопровода с заменой изоляции и частичным восстановлением труб:

- земляные работы – вскрытие трубопровода специальными роторными или одноковшовыми экскаваторами ниже глубины залегания трубопровода на высоту h ;
- подъемно-укладочные работы (см. схемы);
- очистка от старой изоляции специальными очистными машинами; \approx
- подъем на $h = 1$ м и проведение диагностических работ с последующим оформлением актов;
- устранение дефектов (замена катушек, шлифовка, заварка, нанесение муфт);
- нанесение защитных покрытий – преимущественно полимерно-битумных покрытий (Газпром – на отдельных участках) и др.;
- укладка на подготовительное дно траншеи ($h=20$ см над выступающими камнями);
- присыпка мягким грунтом на $h=20$ см с последующей засыпкой траншеи минеральным грунтом, а также подбивкой грунта под трубу;
- рекультивация и т.д.;
- работы по обустройству ЭХЗ, ЛЭП, Телекоммуникаций и т.д.

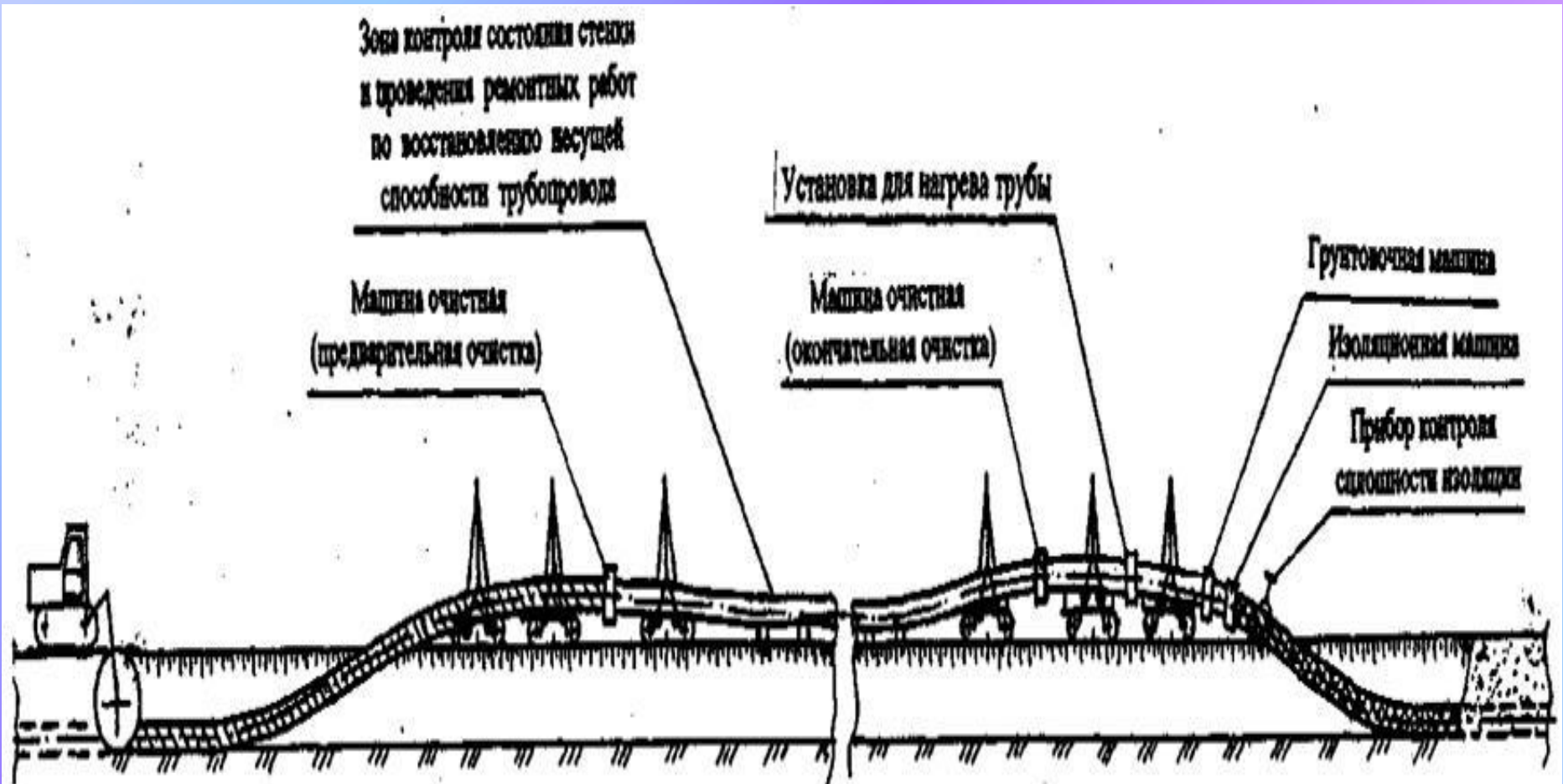


Рисунок 1 – Технологическая схема капитального ремонта с заменой изоляционного покрытия и восстановлением несущей способности стенки трубы с подъемом трубопровода и укладкой его на лежки на берме траншеи.

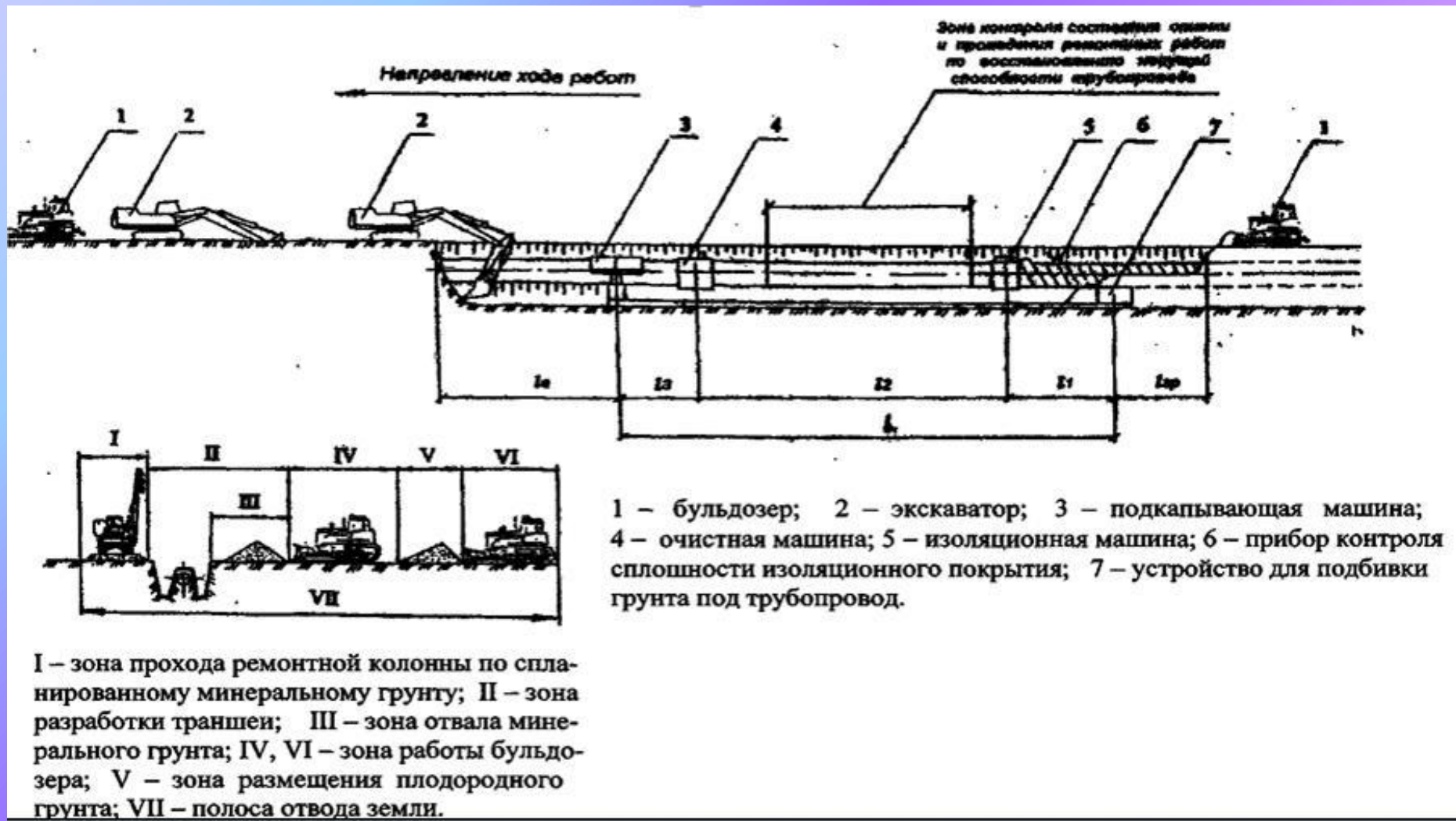


Рисунок 2 – Технологическая схема капитального ремонта с заменой изоляционного покрытия и восстановлением несущей способности стенки трубы без подъема трубопровода без его поддержки грузоподъемными механизмами



Рисунок 3 – Капитальный ремонт газонефтепровода в траншее без подъема с подкопкой под трубу



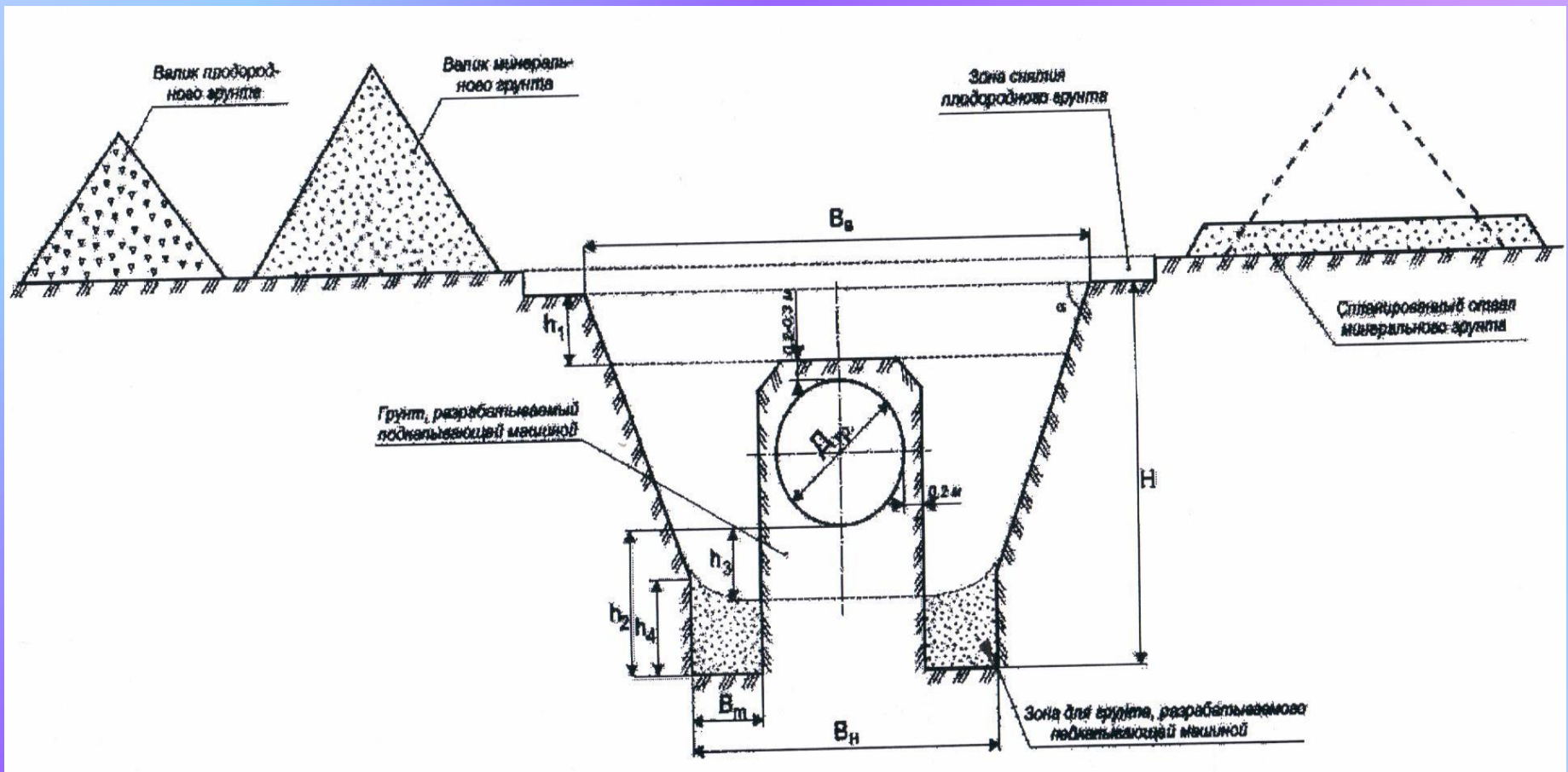


Рисунок 4 - Профиль траншеи при ремонте газопровода без подъема

Таблица 1

Параметр \ Диаметр трубы $D_{тр}$	1420 мм	1220 мм	1020 мм	820 мм	720 мм
V_0 , м, при $\alpha=63^\circ$	7,4 / 6,0	6,8 / 5,5	6,2 / 5,0	5,5 / 4,55	5,3 / 4,4
V_0 , м, при $\alpha=76^\circ$					
V_n , м	4,6	4,2	3,8	3,6	3,5
V_m , м	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2
H , м	4,0	3,6	3,4	2,9	2,8
h_1 , м	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6
h_2 , м	1,6	1,4	1,4	1,3	1,3
h_3 , м	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7
h_4 , м	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0
* V , м ³ , при $\alpha=63^\circ$	16,56 / 14,6	14,02 / 2,33	12,16 / 10,72	10,48 / 8,58	9,98 / 8,18
* V , м ³ , при $\alpha=76^\circ$					
Техническая производительность при разработке траншей 2-мя одноковшовыми экскаваторами с емкостью ковша 1,5 м ³ , пог.м/ч	30 - 34	35 - 40	40 - 46	47 - 58	50 - 60

* - V – объем 1 м траншеи.

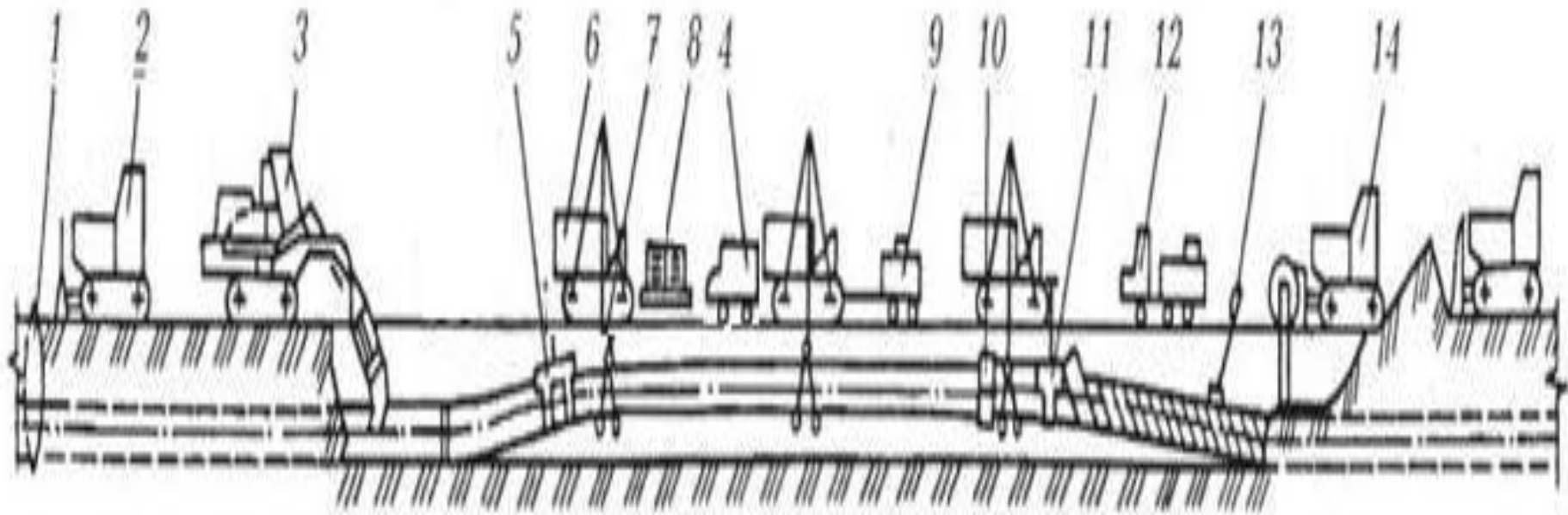
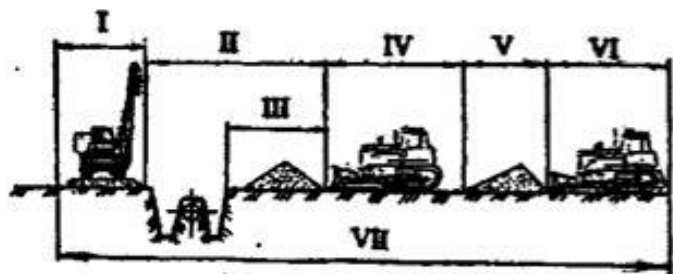
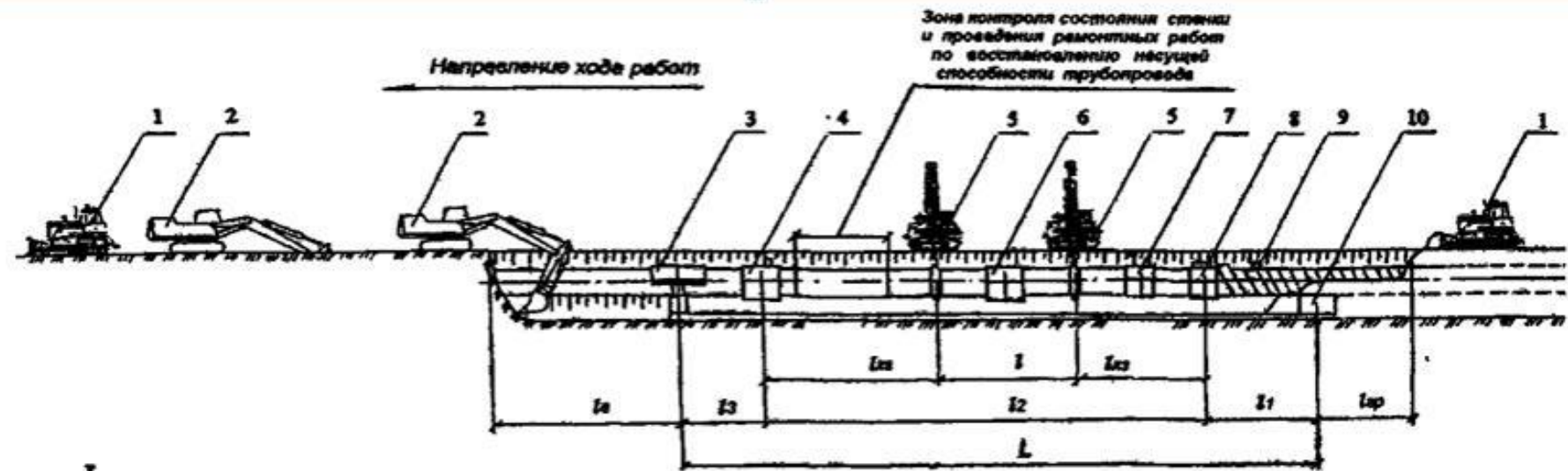


Рисунок 5 –Схема расстановки машин и механизмов при ремонте с подъемом трубопровода в траншее:

1 – прибор для уточнения положения трубопровода; 2 – бульдозер; 3 – вскрышной экскаватор; 4 – передвижная дефектоскопическая лаборатория и бригада ремонта стенки труб; 5 – очистная машина; 6 – трубоукладчик; 7 – роликотканатная троллейная подвеска; 8 – передвижная электростанция; 9 – емкость для грунтовки; 10 – грунтовочная машина; 11 – изоляционная машина; 12 – битумозаправщик; 13 – прибор для контроля качества изоляционного покрытия; 14 - траншеезасыпатель



Рисунок 6 – Ремонтная колонна



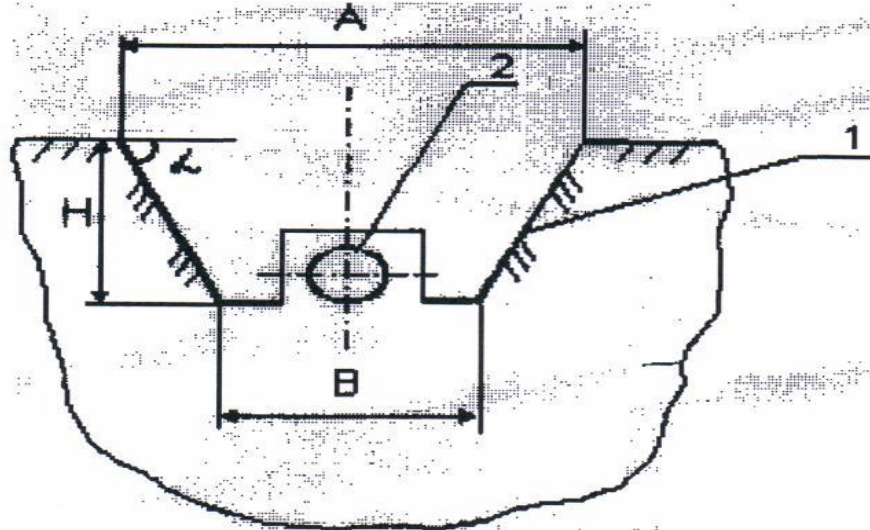
I – зона прохода ремонтной колонны по спланированному минеральному грунту; II – зона разработки траншеи; III – зона отвала минерального грунта; IV, VI – зона работы бульдозера; V – зона размещения плодородного грунта; VII – полоса отвода земли.

1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – подкапывающая машина; 4 – очистная машина (предварительная очистка); 5 – трубоукладчик; 6 – очистная машина (окончательная очистка); 7 – грунтовочная машина; 8 – изоляционная машина; 9 – прибор контроля сплошности изоляционного покрытия; 10 – устройство для подбивки грунта под трубопровод.

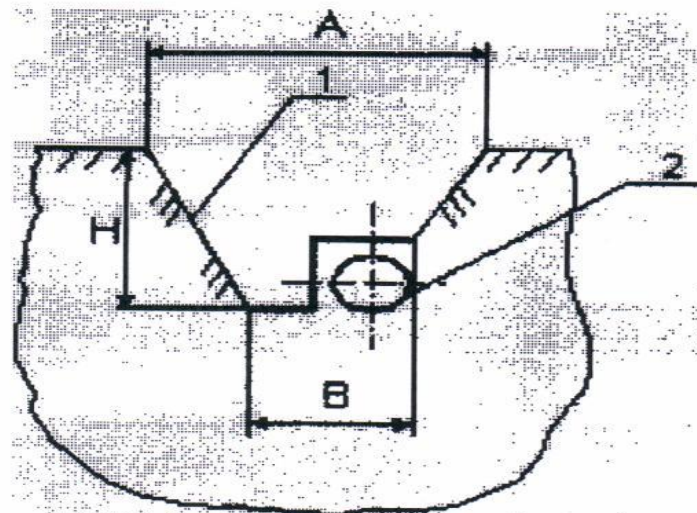
изоляция и восстановлением несущей способности стенки трубы без подъема трубопровода с его поддержкой двумя трубоукладчиками (или двумя опорами-крепями, или двумя трубоукладчиками со стрелой-опорой)



Рисунок 8 – Капитальный ремонт газонефтепровода с подъемом в траншее с применением стрелы опоры



а



б

Рис. 6.3. Технические схемы траншеи для технологических схем с их подъемом

(1- траншея; 2 – вскрываемый трубопровод)

На рис. 6.3а трубопровод вскрыт с двух сторон. При этом ширина траншеи по низу (**В**) равна:

$$B = D + 2K + 2S,$$

где **Д** – диаметр вскрываемого трубопровода;

К – ширина режущей кромки ковша;

С – минимальное допустимое расстояние между стенкой трубы и ковшом экскаватора, которое должно быть не менее 0,15 м.

Ширина траншеи по верху (**А**) зависит от глубины заложения трубопровода (**Н**) и допустимого угла () откоса траншеи, который определяется составом грунта и выбирается по таблицам НТД.

Машины для капитального ремонта магистральных трубопроводов

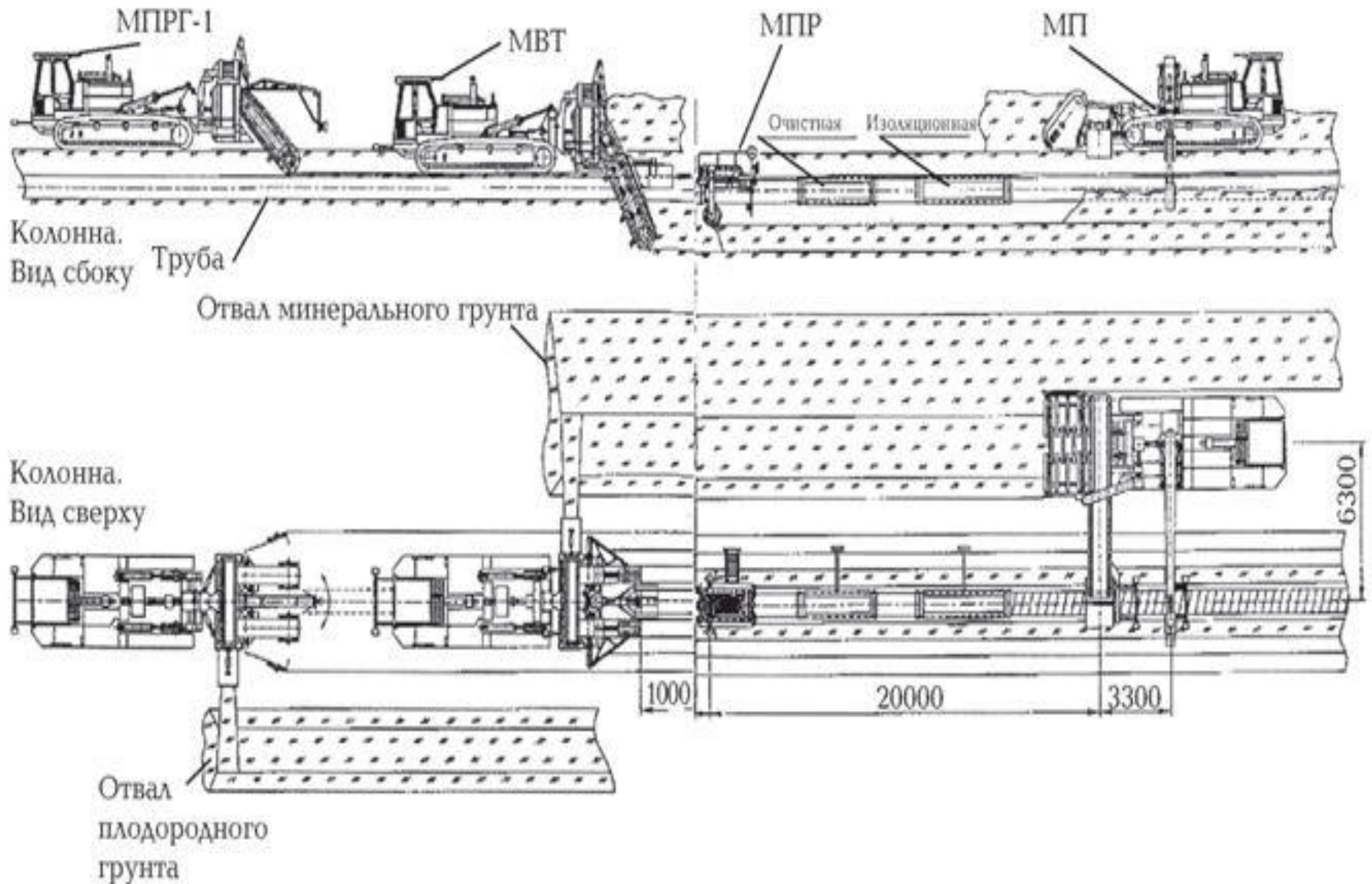




Рисунок 10 – Машина послойной разработки грунта (МПРГ-1)



Рисунок 11 - Машина для вскрытия трубопровода МВТ

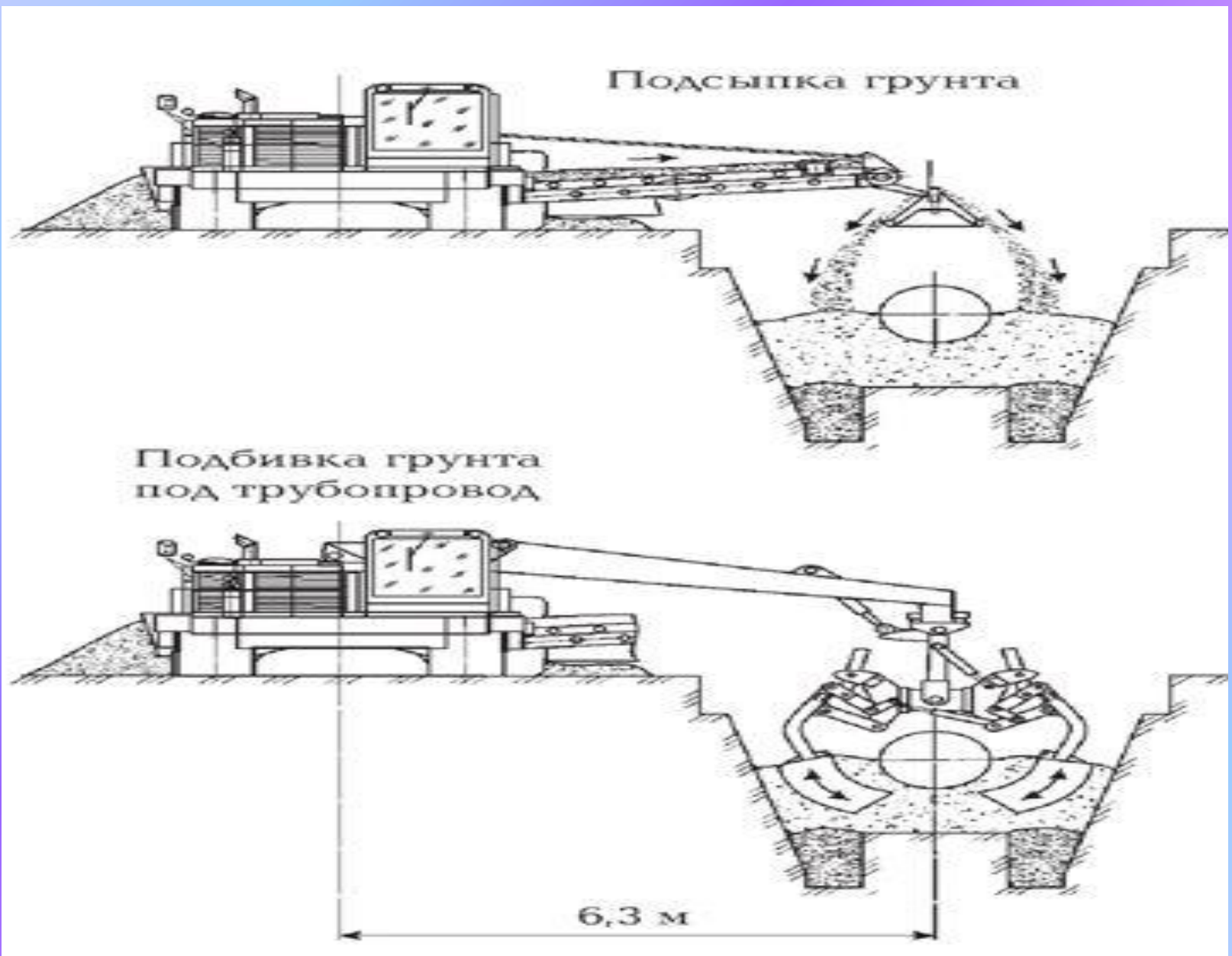


Рисунок 12 – Схема работы машины подбивочной (МП)



Рисунок 13 – Подбивочная машина МП

***Тема: «Аварийно-
восстановительный
ремонт»***

1. Классификация и характеристика аварий (на примере НП)

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- травмированном людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м^3 и более.

Инцидент на объектах МН – это отказ или повреждение оборудования или технических устройств на объектах МН, отклонения от режима технологического процесса, нарушения законодательных и правовых актов РФ и нормативных документов, устанавливающих правила ведения работ на объектах МН, которые могут сопровождаться утечками нефти объемом менее 10 м^3 без воспламенения нефти или взрыва ее паров, без загрязнения водотоков.

2. Методы и средства обнаружения аварий

Для обнаружения места аварий и аварийных утечек нефти на магистральном нефтепроводе могут применяться методы: визуальный, контроля давления, графоаналитический, балансового учета нефти, анализа изменения нагрузки электродвигателей, приборной диагностики (ультразвуковой и акустический), параметрического контроля расхода и давления.

Основными признаками аварии или аварийной утечки при их визуальном обнаружении являются: видимый выход нефти; изменение цвета снежного покрова; появление радужной пленки на поверхности воды.

Обнаружение аварий и повреждений методом контроля за давлением в нефтепроводе осуществляется по показаниям манометров. Изменение давления должно сопровождаться звуковыми и световыми сигналами в диспетчерском пункте.

Графоаналитический метод обнаружения утечки основан на построении линий гидравлического уклона трубопровода на участке нарушения герметичности.

Погрешность определения места утечки 10%.

Метод балансового учета обнаруживает наличие утечки, величина которой составляет более 2%

Метод обнаружения утечек на основе анализа причин изменения нагрузки электродвигателей основан на регистрации изменения нагрузки более 3%.

Для выполнения аварийного ремонта организуются службы АВР

Все отраслевые компании ТЭК разрабатывают свои НТД по аварийным ситуациям (РД-13.020.00-КТН-020-14 г.), а их подразделения разрабатывают планы, где отмечаются все действия персонала при авариях.

Примеры аварий (ВСТО)

20 января 2010 в 30 км от города Ленска из-за прорыва трубы во время планового ремонта произошла утечка 50 м^3 нефти, которые вылились на грунт. Площадь загрязнения составила 20 тысяч квадратных метров. Утечка нефти была обнаружена 20 января при патрулировании трубопровода, после чего на территории Ленского района был введен режим чрезвычайной ситуации.

В ликвидации аварии принимало участие 196 человек и 40 единиц техники, к утру 21 января работы были закончены.

К 25 января было собрано около 50 м^3 нефтепродуктов, очищено более двух тысяч квадратных метров загрязнений территории.

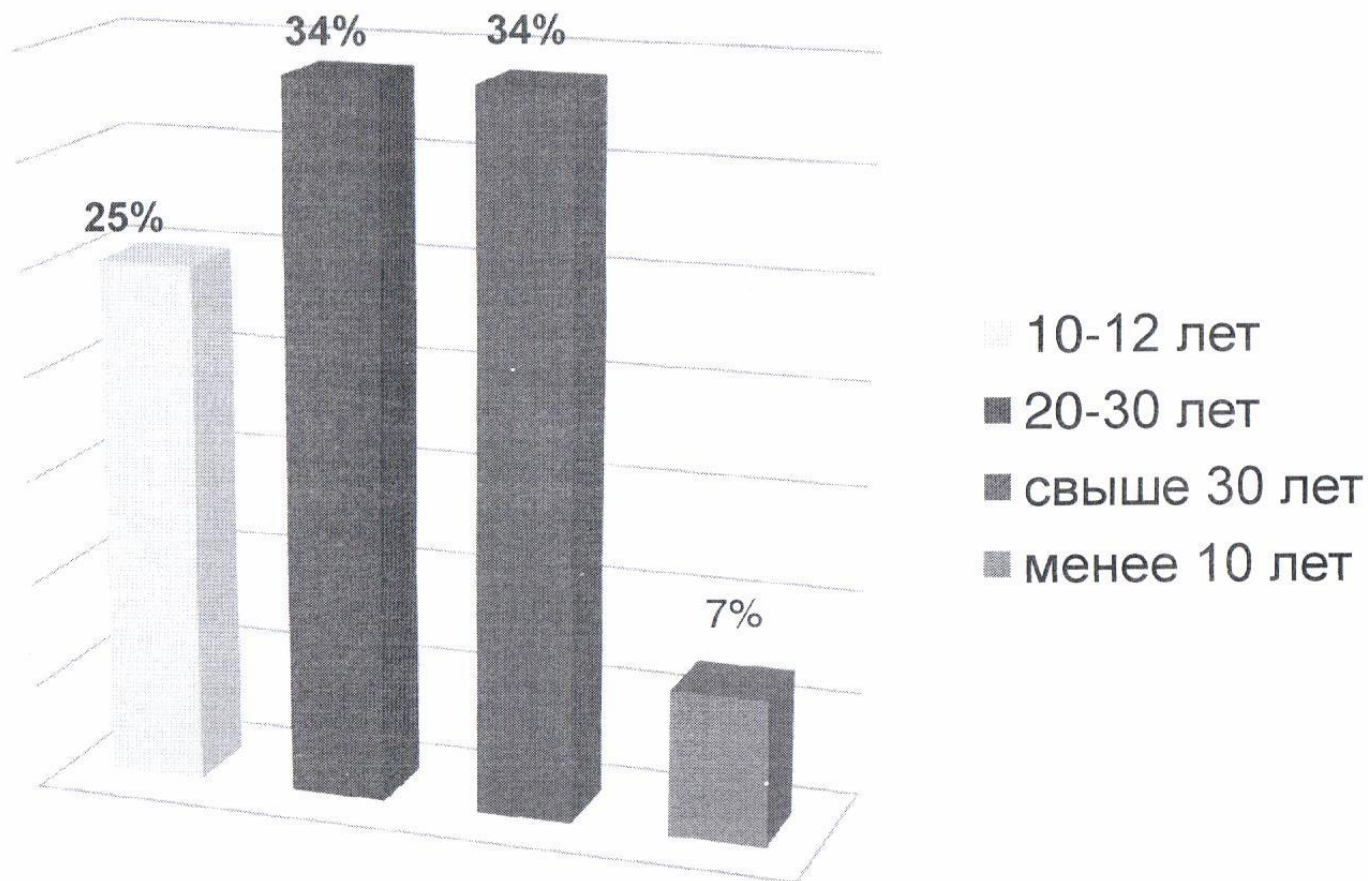
3 февраля 2010 в 20 километрах от поселка Большой Невер во время строительных работ произошел разрыв трубы, наполненной нефтью. По предварительной информации, в результате прорыва вытекло около 500 кубометров нефти.

Как стало известно в это время машинист установки с гидромолотом проводил строительные работы рядом с нефтепроводом и по неосторожности задел трубу, в которой под давлением шла нефть. Из образовавшегося отверстия мощным потоком хлынули углеводороды. Автоматические задвижки не смогли сразу остановить поток нефти, поэтому сырье продолжало вытекать на землю.

Разрыв трубы произошел в 700 метрах от реки Невер, благодаря оперативным действиям удалось избежать попадания нефти в воду.

18 февраля 2010 года произошла третья авария. ЧП произошло в 30 километрах от города Олекминск. Аварийный участок трубопровода, по его словам, проходит вдоль реки Лена. Тогда сообщалось об утечке 450 кубометров нефти на площади 20 тысяч квадратных метров. Аварийно-восстановительные работы на участке ВСТО заняли два дня.

Срок эксплуатации магистральных трубопроводов



- Степень износа трубопроводной системы составляет 70–75 %
- Своевременное проведение ремонтно-восстановительных работ ключ к безопасной эксплуатации трубопроводов

Данные о криминальных «врезках» в трубопроводы
на территории Российской Федерации (2008–2013 гг.)



3. Виды дефектов трубопровода, приводящих к авариям

Таблица 3.1 – Виды дефектов и их особенности

№ п/п	Виды дефектов	Характерные особенности
1	2	3
1	Свищи (одиночные)	Сквозные локальные повреждения стенок трубопровода, заводских продольных (спиральных) швов на малой площади
2	Свищи (групповые)	Сквозные повреждения стенок трубопровода и продольных (спиральных) швов площадью до 5 мм ²
3	Трещины	Трещины в стенке или сварных швах трубопровода, на соединительных деталях (переходнике, тройнике, отводе)
4	Разрывы	Разрывы по целому металлу, кольцевому монтажному шву, околошовной зоне заводского (спирального) шва и т. д., сопровождаются деформацией разорванных кромок
5	Пробоины	Нарушение герметичности в теле трубы вследствие внешнего ударного воздействия на трубопровод (якоря судов, строительная и сельскохозяйственная техника)
6	Прочие дефекты	<p>Различные по происхождению дефекты стенки трубы в виде местных углублений (каверн, вмятин, забоин), гофр, царапин, задигов (повреждений с зазубренными краями), а также сварных соединений: непровары, поры, шлаковые включения, прожоги, подрезы и т. д.</p> <p>Дефекты изоляционных покрытий: нарушение сплошности покрытия, гофры, задиры, царапины и др.</p> <p>Отклонения геометрического сечения труб выше нормы.</p> <p>Местная эрозия.</p> <p>Деформация и изменение проектного положения трубопровода.</p> <p>Действия физических лиц (засверловка) с целью хищения нефти (нефтепродуктов)</p>

4. Требования к ликвидациям аварий и инцидентов на магистральных нефтепроводах (нефтепродуктопроводах) АВР на МН (МНПП) проводятся в следующей последовательности:

- отключение аварийного участка;
 - локализация и сбор нефти;
 - установка временных емкостей для сбора нефти;
 - подготовка ремонтной площадки;
 - сооружение ремонтного котлована;
 - освобождение аварийного участка от нефти;
 - зачистка котлована от нефти;
 - вырезка дефектного участка МН или установка ремонтной конструкции;
 - герметизация внутренней полости МН;
 - сверление отверстий для контроля за уровнем нефти;
 - монтаж и вварка катушки;
 - заварка контрольных отверстий;
 - контроль качества сварных швов;
 - изоляция отремонтированного участка МН;
 - подбивка грунта с последующей засыпкой МН;
 - пуск МН в работу;
 - восстановление защитного обвалования;
 - откачка собранной нефти;
 - рекультивация нефтезагрязненных земель.
- Оформление наряда-допуска.

Вскрытие аварийного участка выполняется после определения точного места аварии одноковшовым экскаватором. Расстояние между образующей нефтепровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

Отвал грунта, извлеченный из котлована, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована.

Для возможности спуска и выхода работающих котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, освещением.

Освобождение аварийного участка МН от нефти проводится:

- самотеком через поврежденное место и откачкой ее во временные емкости для сбора;
- откачкой передвижными насосными агрегатами во временные емкости;
- откачкой из поврежденного МН (МНПП) в параллельный МН;
- откачкой нефти (нефтепродуктов) за закрытую задвижку;
- вытеснением нефти путем подачи воды во внутреннюю полость.

В зависимости от характера аварии и местных условий для сбора разлитой нефти (нефтепродукта) могут быть использованы существующие защитные сооружения, эластичные резиноканевые резервуары, естественные складки местности, резервуары близлежащих ПС (ЛПДС), неповрежденные участки аварийного нефтепровода (нефтепродуктопровода) или параллельно проложенные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы).

При однониточной прокладке МН (МНПП) применяется сооружение земляных амбаров с соблюдением следующих условий:

- объем сооружаемого амбара должен обеспечивать прием разлитой, откачиваемой и вылившейся самотеком нефти (нефтепродукта) из нефтепровода (нефтепродуктопровода);
- основание и стенки земляных амбаров для временного размещения нефти (нефтепродукта) должны быть уплотнены и покрыты противодиффузионными покрытиями (типа ПФП);
- уровень заполнения нефтью (нефтепродуктом) амбара должен быть ниже от верха обвалования на 0,5 м.

Амбар для сбора нефти (нефтепродукта) должен быть устроен не ближе 100 м от места проведения АВР.

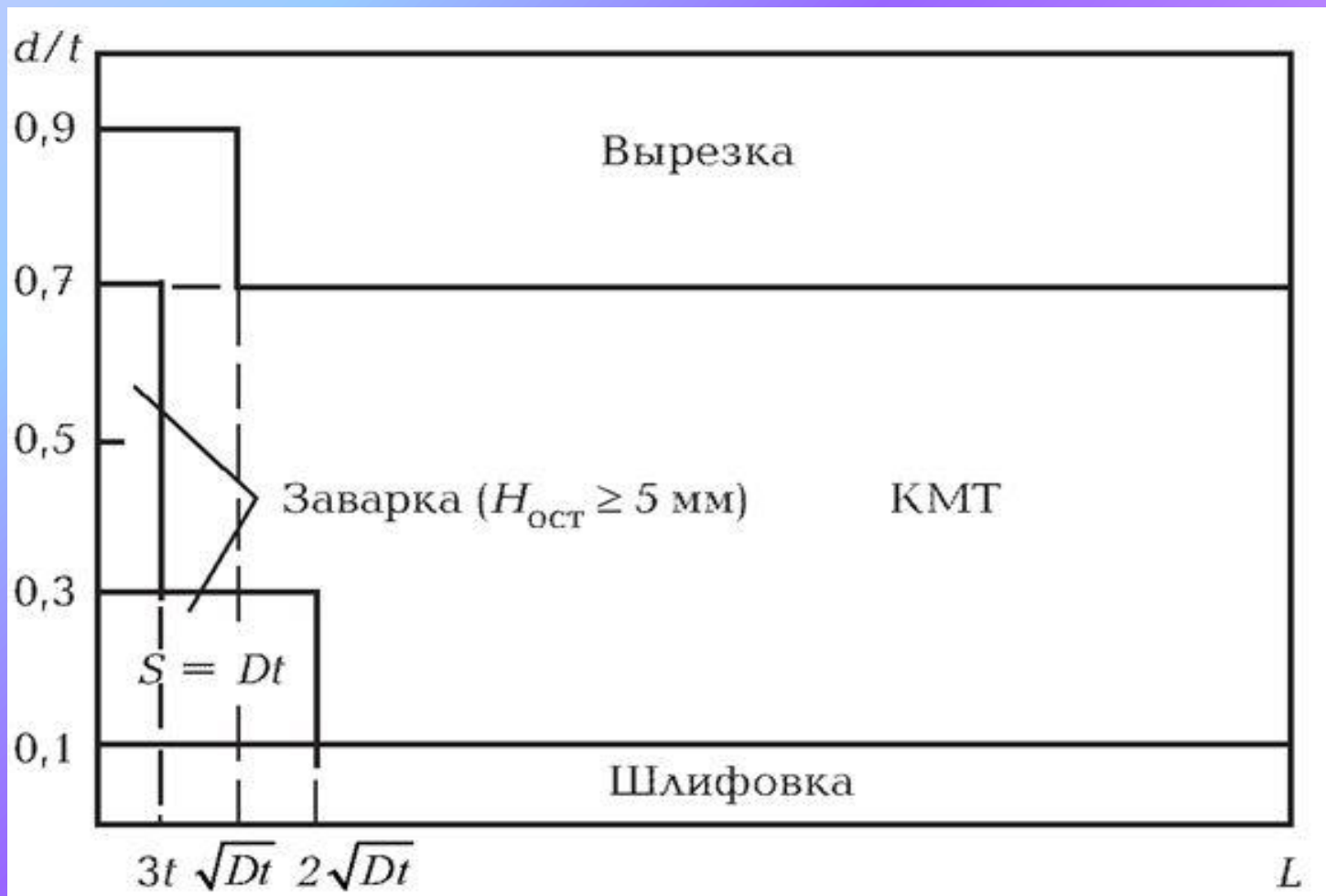


Рисунок – Графическое изображение методов ремонта дефектов (потери металла и риски) на внешней поверхности трубы:

S – площадь дефекта; t – номинальная толщина стенки; D – максимальный линейный размер одиночного дефекта

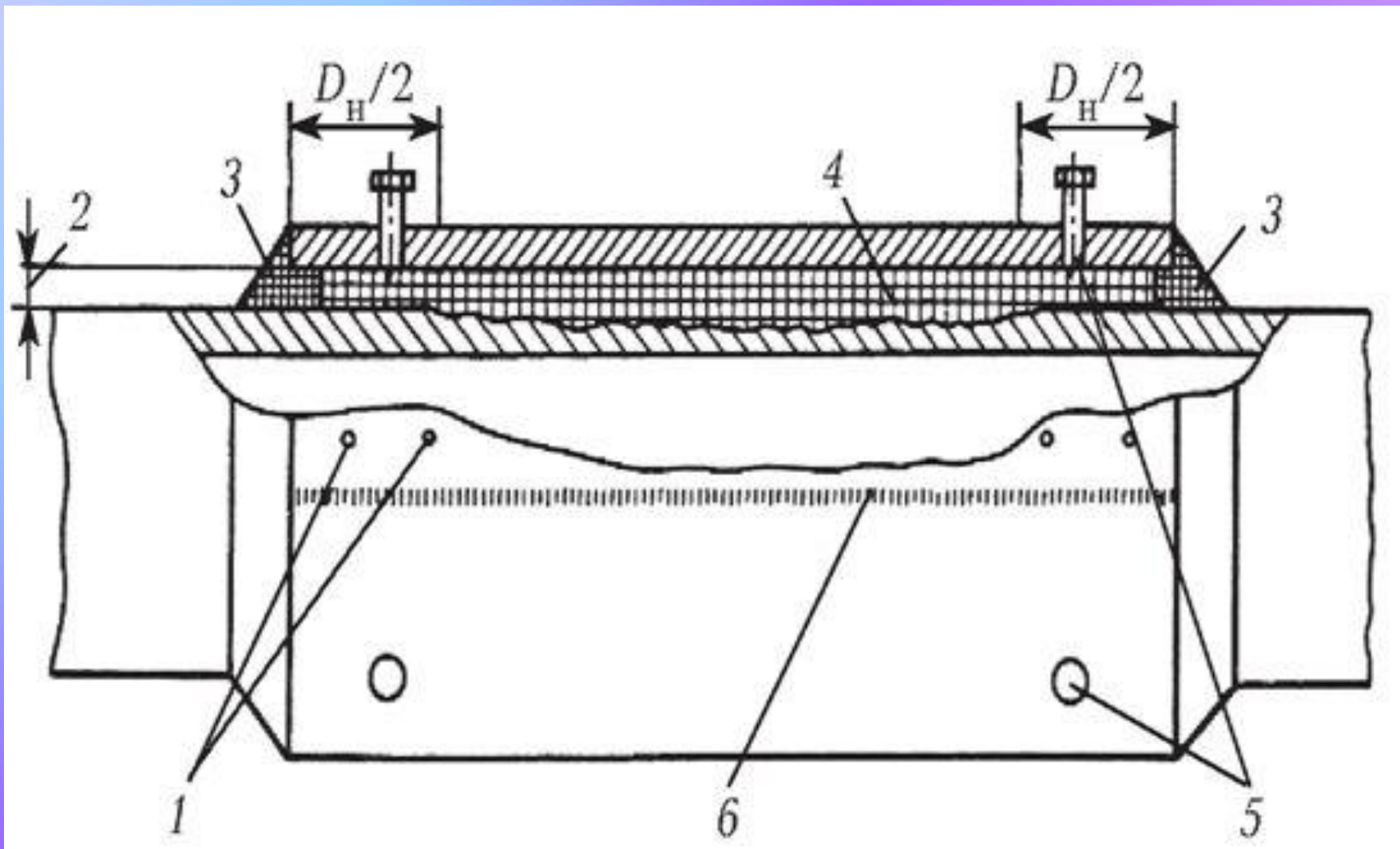


Рисунок – Ремонт дефекта трубы установкой муфты:

1 – контрольное отверстие; 2 – кольцевой зазор; 3 – торцевой герметик;
4 – композитный состав; 5 – установочные болты; 6 – сварной шов муфты

Вырезка дефектного участка

Методы вырезки дефектных участков:

- безогневой метод;
- с применением энергии взрыва.

Герметизация внутренней полости

Внутреннюю полость МН необходимо загерметизировать до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ.

Перекрытие внутренней полости должно проводиться герметизаторами из резинокордной оболочки или механическими герметизирующими устройствами типа «Кайман». Применение герметизаторов «Кайман» на участках с подкладными кольцами запрещается.

Контроль за уровнем нефти и газов или вакуумом организовывается через отверстие диаметром 12 мм.

К постоянным методам относится вырезка катушки или участка МН (МНПП) с повреждением и вварка новой катушки или секции трубы, установка ремонтных конструкций, заварка свищей с установкой «чопиков» (металлических пробок), приварка патрубков с заглушками.

К временным методам ремонта относится установка ремонтных муфт: МРС, необходимой приварной муфты, муфта с коническими переходами. Необходимые приварные муфты и муфты с коническими переходами могут быть применены на срок не более одного месяца, с обязательной последующей заменой их с применением методов постоянного ремонта.

При замене поврежденных участков ввариваемые «катушки» должны соответствовать следующим требованиям:

- «катушки» должны быть изготовлены из труб, прошедших гидравлические испытания давлением, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести (заводское испытательное давление) в соответствии с СП 36.13330.2012;
- длина «катушки» должна составлять не менее одного диаметра трубы;
- труба, из которой изготовлена катушка, должна быть подвергнута 100% дефектоскопии металла и сварных швов, не должна иметь дефекты в виде трещин, закатов, расслоений, вмятин, задиров и рисок на поверхности катушки;
- «катушка» должна быть изготовлена из труб того же диаметра, толщины стенки и аналогичного класса прочности в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-011-10.
- «катушка» должна иметь маркировку, паспорт и сертификат на трубу, из которой они изготовлены, должна пройти входной контроль, включая проверку соответствия сопроводительной документации на трубу и соответствовать требованиям РД-23.040.00-КТН-386-09.

Одиночные дефекты в виде сквозных отверстий (свищей) диаметром до 12 мм могут быть устранены забивкой стальных пробок («чопиков») и обваркой.

Максимальный 40 мм на МН (МНПП) диаметром 530 мм и выше.

Повреждения типа сквозных коррозионных свищей или несанкционированные врезки, могут ремонтироваться приваркой патрубков с заглушками.

На болотах

Поиск места аварийного разрушения нефтепровода, доставка технических средств, материалов и ремонтного персонала к месту ведения АВР осуществляется с:

- воздушного транспорта (вертолеты);
- водного транспорта (катера, мотолодки, баржи, суда на воздушной подушке);
- наземного транспорта высокой проходимости (колесный транспорт на тороидных шинах с регулируемым давлением воздуха, трейлеры, гусеничные машины высокой проходимости, болотоходные транспортные средства с малым удельным давлением на грунт) с применением средств повышающих несущую способность болот.

На болотах типа допускается работа только специализированной техники, рассчитанной на данный тип болот (плавающие одно- и двухзвенные транспортеры; трактор трелевочный чокерный с толкателем и др.), специальной техники на понтонах или обычной техники с плавающих

На болотах I типа ремонтный котлован должен быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована – стенки ремонтного котлована укрепляются шпунтами;
- комбинированным методом – с креплением стенок котлована шпунтами и устройством дренажного отвода воды.

На болотах II типа:

- с креплением стенок котлована шпунтами и устройством дренажного отвода воды;
- с применением ремонтной камеры.

При отрицательных температурах наружного воздуха допускается понижать уровень воды в рабочем котловане способом вымораживания.

На болотах III типа:

- с отсыпкой рабочей площадки минеральным грунтом с креплением стенок котлована шпунтами и устройством дренажного отвода воды;
- с применением ремонтной камеры.

Земляные работы должны осуществляться:

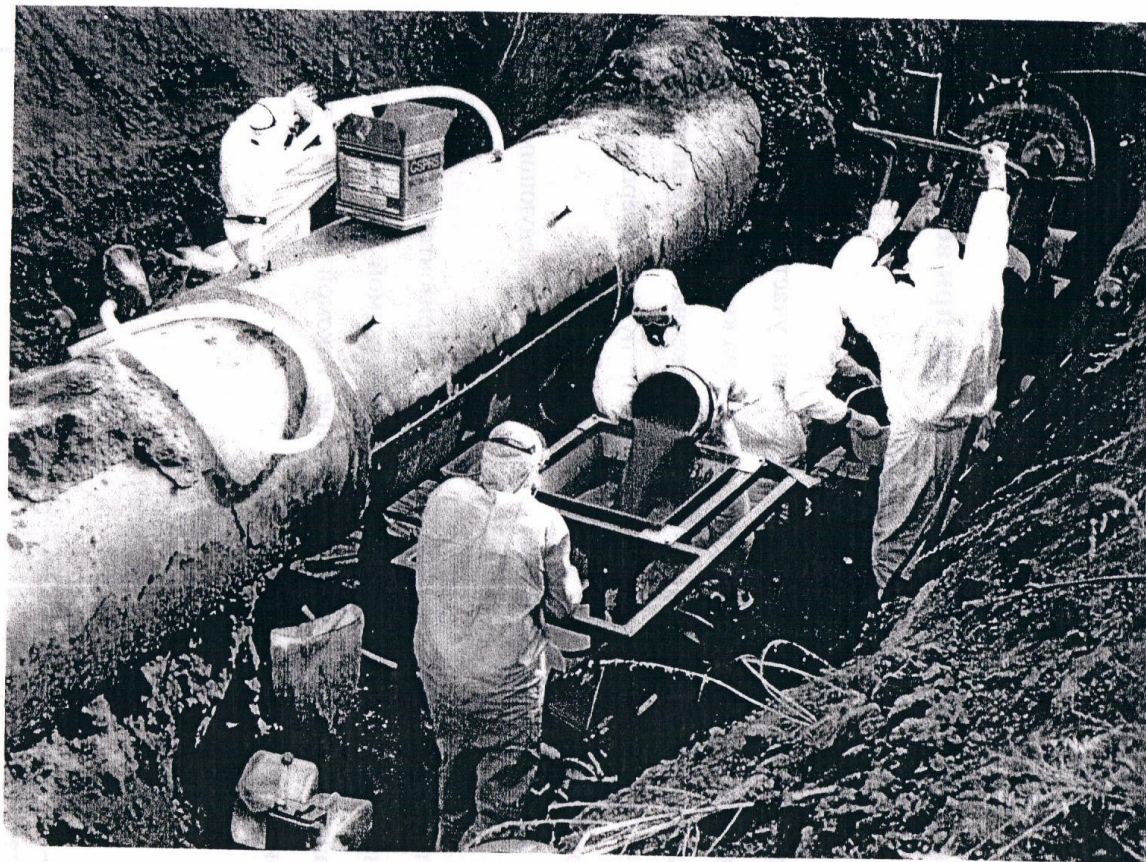
- на болотах I типа – одноковшовым экскаватором на базе болотохода или обычным гусеничным экскаватором с применением перекидных сланей или щитов, либо с отсыпанного грунта рабочей площадки;
- На болотах II и III типа – специальным болотным экскаватором или обычным экскаватором на понтонах, либо на плавающих средствах.

Для ликвидации аварий на ППМН необходимо:

- остановить перекачку нефти (нефтепродукта);
- закрыть береговые задвижки и отключить аварийный участок;
- локализовать разлив нефти;
- освободить аварийный участок от нефти вытеснением ее водой;
- определить место и характер повреждения ППМН;
- организовать доставку людей и технических средств к месту аварии;
- организовать ремонт поврежденного участка ППМН;
- установка МРС;
- замена дефектного участка.

Распространение нефтяного загрязнения по водной поверхности являются:

- скорость течения реки на участке русла в створе ППМН, а также в прилегающих рукавах рек;
- профиль трассы трубопровода ППМН;
- рельеф береговой зоны на участке ППМН, рельеф дна реки, наличие береговой и донной растительности;
- гидрометеорологические и климатические условия в момент возникновения и в период ликвидации аварии;
- характер повреждения стенки трубопровода ППМН;
- объем утечки нефти (нефтепродуктов) из поврежденного участка.



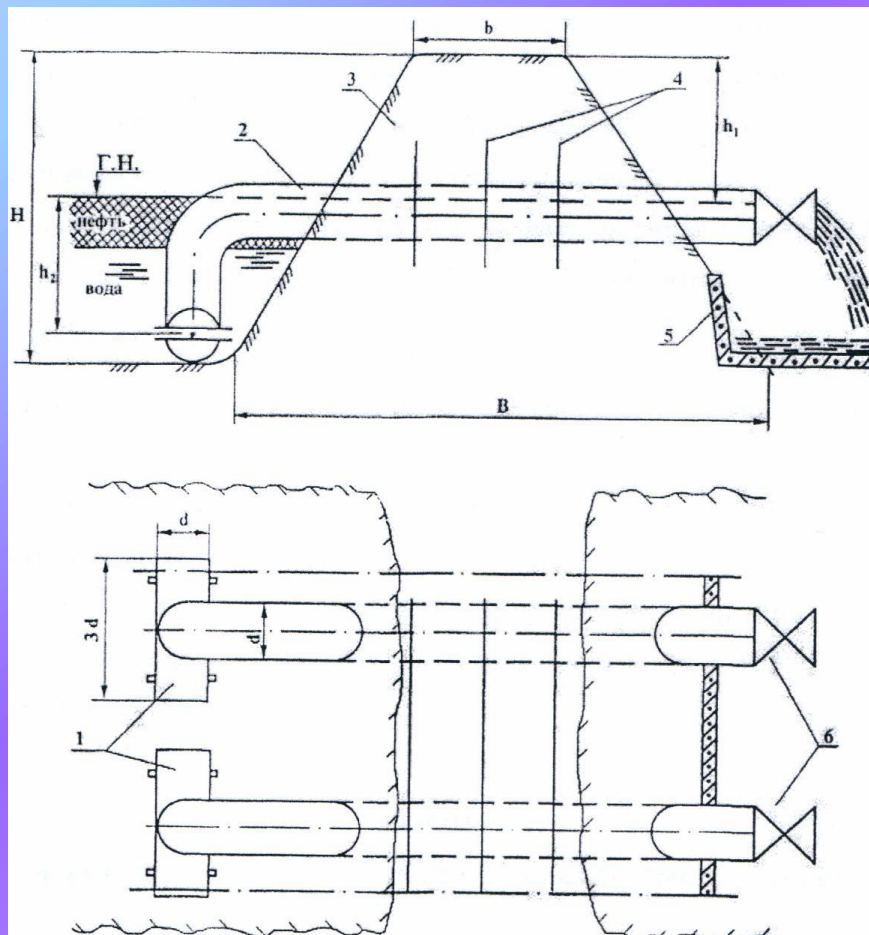
Ремонт трубопровода методом композитно-муфтовой технологии

Фото из архива ООО «ТрансЛэсс»

КМТ основана на использовании стальных муфт, которые устанавливаются без приварки к трубопроводу с кольцевым зазором, заполняемым специальным затвердевающим композитным составом. И что было немаловажно для АК «Транснефть» – КМТ можно адаптировать для ремонта

Задержки в работе могут быть вызваны различными факторами, которые могут быть устранены с помощью специальных мер.

осуществляется создание временных или постоянных запруд или дамб с водоспускными трубами. Конструкции запруд и дамб, их места расположения определяются при разработке Плана ЛРН.



$$H = h_1 + h_2 + 0,5d; \quad B = 2H + b;$$

$$h_1 = (1 - 3) \quad ; \quad h_1 \geq 0,5 \quad ; \quad h_2 \geq 2,5d$$

1 – оголовок; 2 – труба; 3 – насыпь-дамба; 4 – стальные приварные пластины; 5 – бетонированный лоток; 6 – задвижка

Рисунок 3.2 – Схема запруды для улавливания нефти (нефтепродуктов) на водотоке



Рисунок 3.5 – Самента каныука

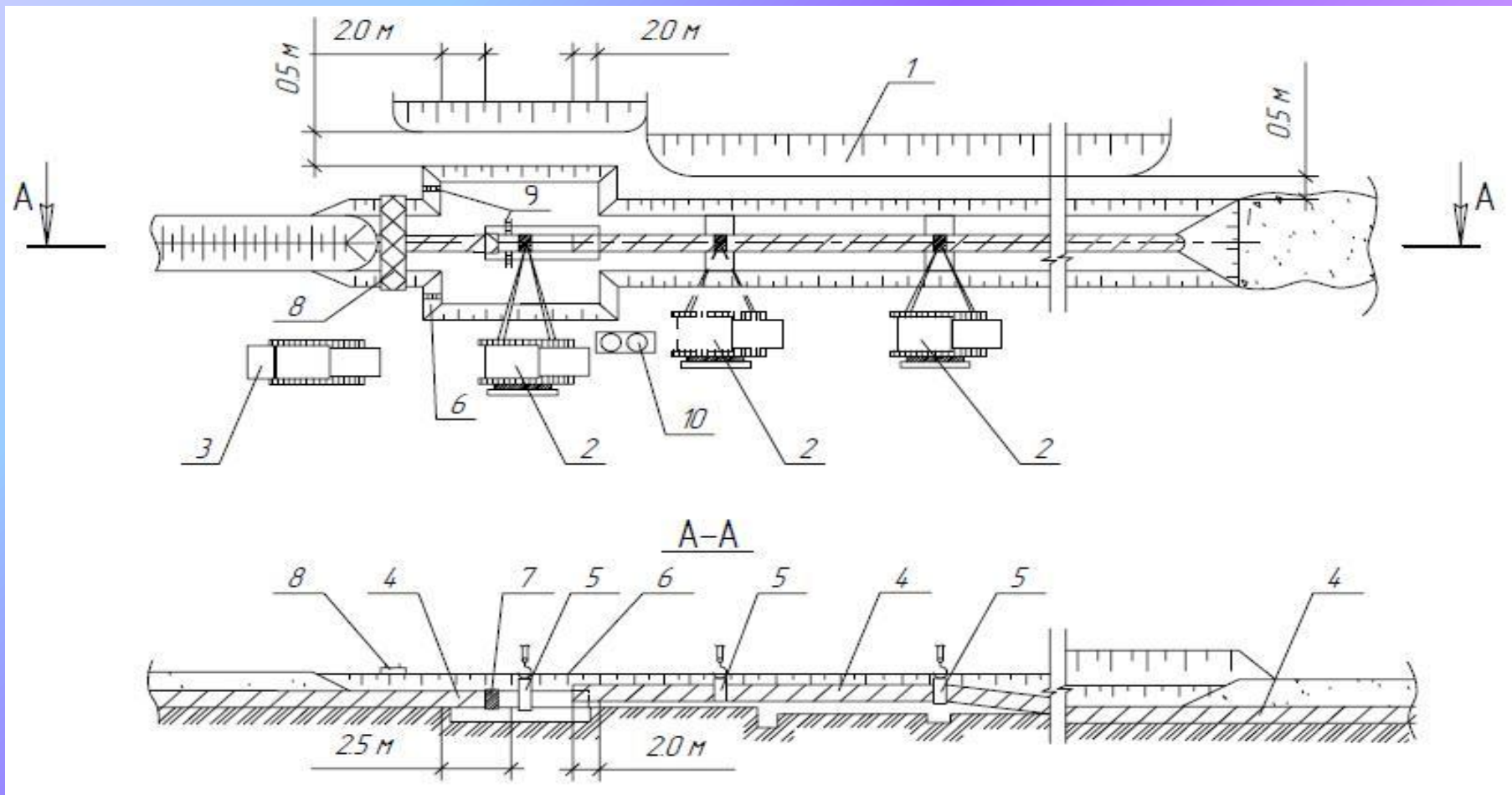


Рисунок 3.4 – Схема организации работ при монтаже и сварке катушки трубопровода:

1 – отвал грунта; 2 – трубоукладчик; 3 – установка сварочная АСТ-4А; 4 – плетень трубопровода; 5 – полотенце мягкое; 6 – линия реза; 7 – центратор наружный; 8 – мостик переходной; 9 – лестница приставная; 10 – машина для газовой резки

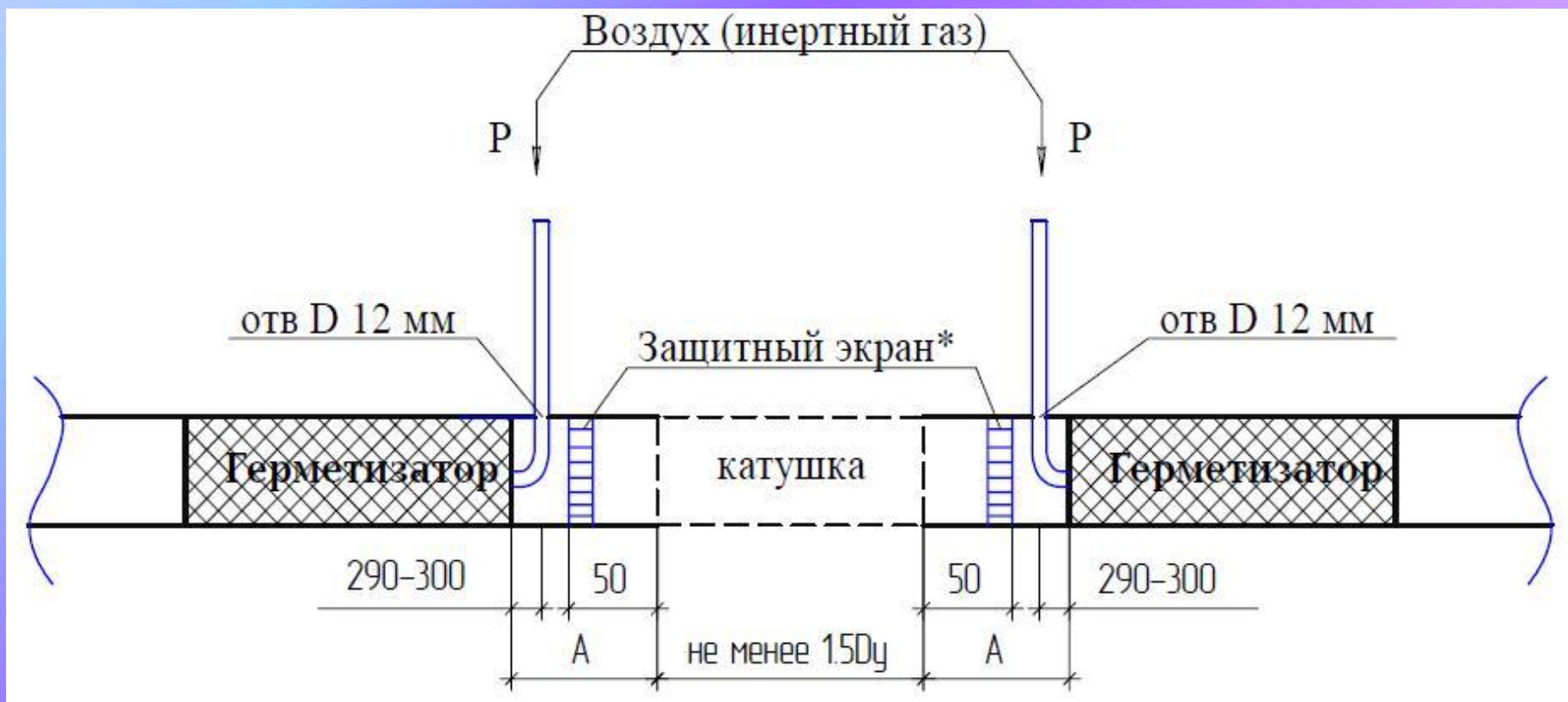


Рисунок 3.5 – Схема установки герметизаторов:

A – расстояние от открытого торца до герметизатора – 1000 мм;

*** - защитный экран применяется при установке ПЗУ**