

Лекция 3. Опрессовка и наружное обследование трубопроводов



План лекции

1

Цели и методы диагностики линейной части трубопроводов

2

Опрессовка трубопроводов

3

Наружное обследование трубопроводов

1. Цели и методы диагностики линейной части трубопроводов

Целью диагностики магистральных нефтепроводов является обеспечение их длительной безаварийной работы на основе своевременного выявления и устранения дефектов.

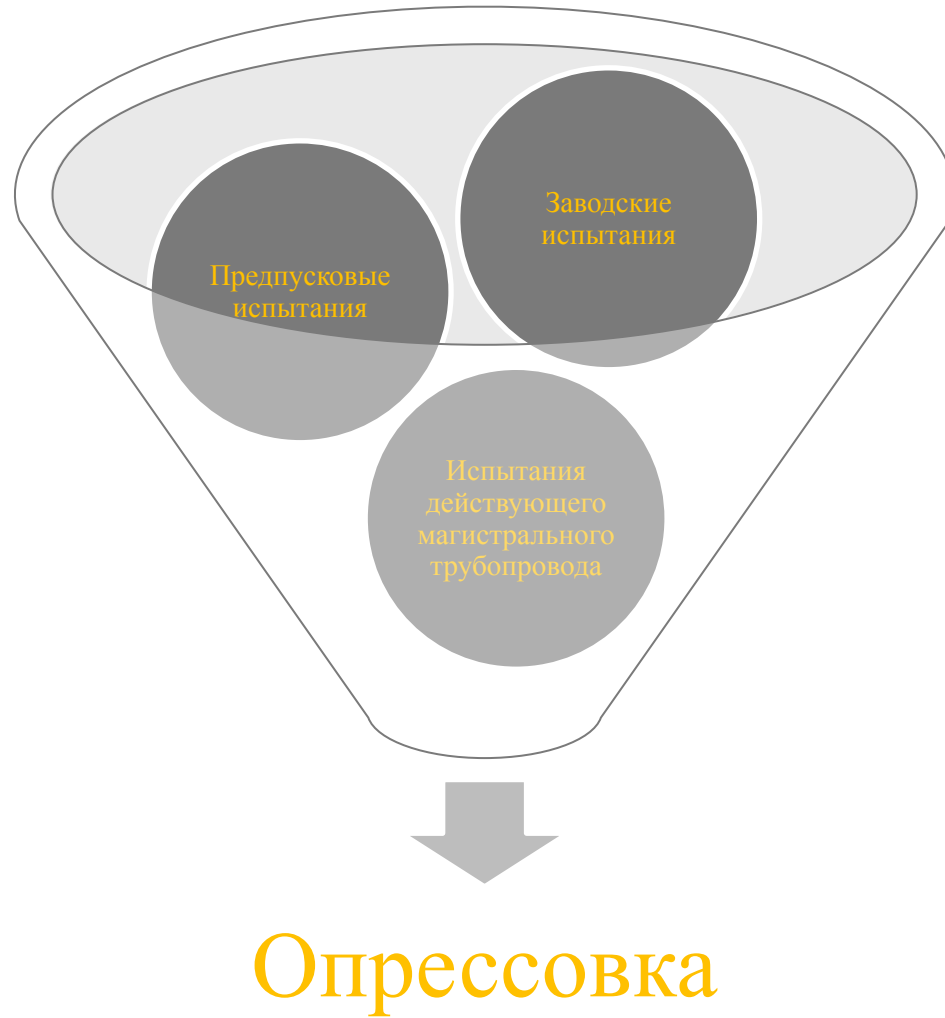
Для достижения указанной цели применяют:

опрессовку трубопроводов

наружное обследование;

проведение внутритрубной диагностики.

2. Опрессовка трубопроводов



2. Опрессовка трубопроводов

На **заводе-изготовителе** все трубы подвергаются кратковременным (20-30 с) испытаниям давлением, вызывающим в металле труб напряжения, равные 90-95% предела текучести.

Испытания проводятся циклично, причем число циклов нагружения должно быть **не менее трех**.

Испытательное давление между циклами снижается на **25%**, общее время выдержки (не учитывая время снижения и поднятия давления) составляет не менее **24 ч**, время выдержки после устранения последнего выявленного дефекта – не менее **3 ч**.

Периодическое испытание является одним из эффективных методов обнаружения скрытых дефектов в процессе эксплуатации магистральных трубопроводов.

2. Опрессовка трубопроводов

В настоящее время нормы испытаний **действующих магистральных нефтепроводов** регламентируется РД-23.040.00-КТН-021-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Испытания линейной части магистральных трубопроводов. Основные положения».

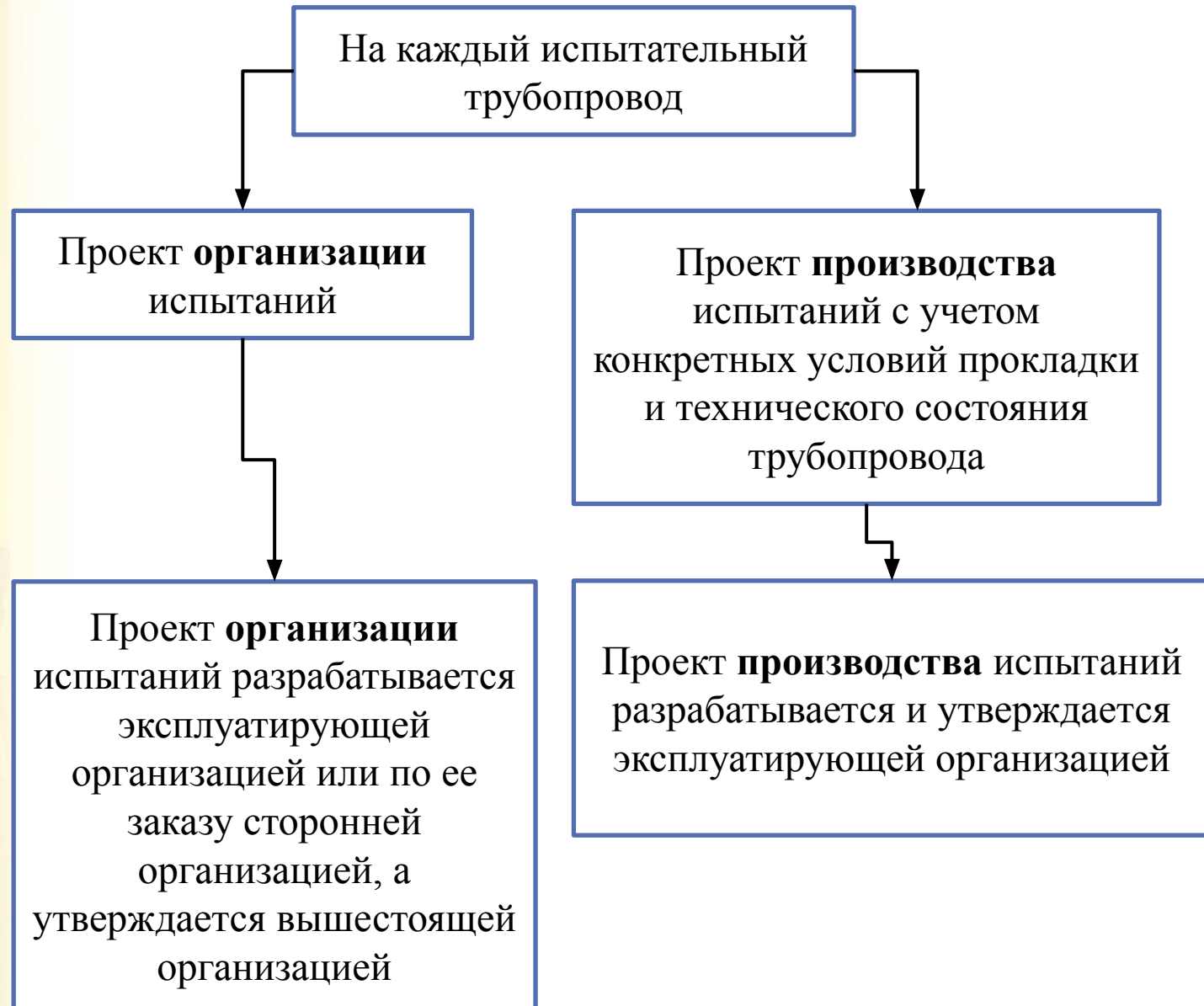
Решение о проведении испытания принимается:

либо на основании перспективного плана периодических испытаний;

либо на основе результатов анализа аварийности и коррозионного износа трубопровода;

в связи с решением об изменении схем и режимов перекачки или реконструкции трубопровода, после проведения капитального ремонта.

2. Опрессовка трубопроводов



2. Опрессовка трубопроводов



Давление гидравлического испытания определяется

$$P_{исп.} = \frac{2 \cdot R \cdot \delta}{D_n - 2 \cdot \delta} \quad (1)$$

где R – расчетное значение напряжения в стенке труб, принимаемое равным 95% от нормального предела текучести металл;

δ – минимальная (с учетом минусового допуска) толщина стенки трубы;

D_n – номинальный наружный диаметр трубы.

2. Опрессовка трубопроводов

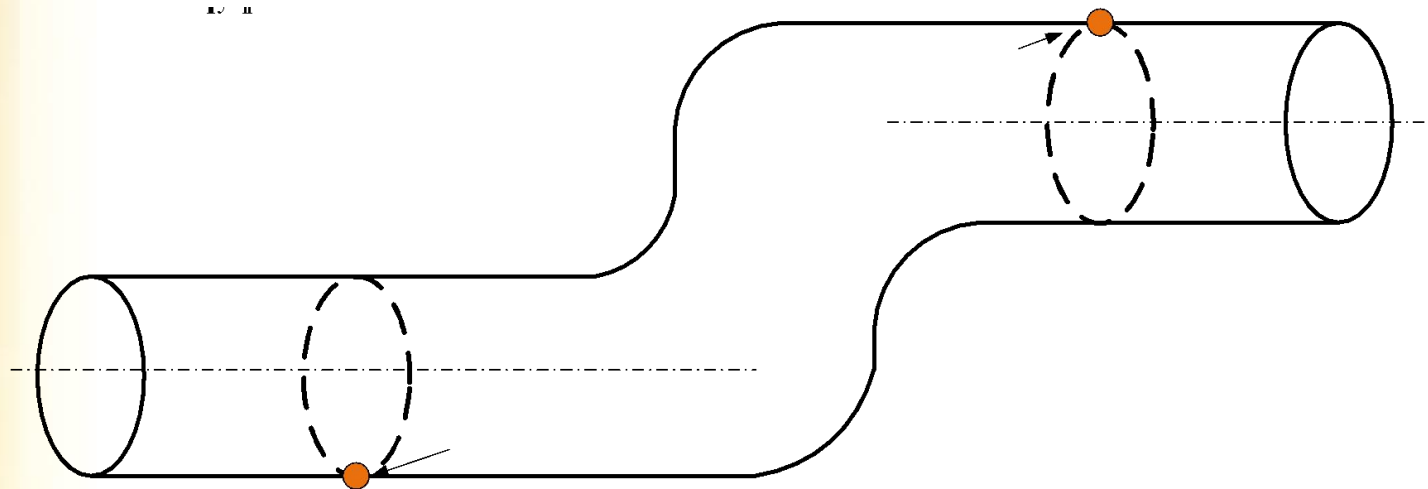


Рис. 1. Демонстрация низшей и высшей точек профиля испытываемого участка

Найденная по формуле (1) величина испытательного давления должна достигаться в наиболее низкой точке профиля испытываемого участка.

Испытательное давление в наивысшей точке профиля должно быть не менее $1,1P_{раб}$. Для трубопроводов, построенных из цельнотянутых труб, испытательное давление в наиболее низкой точке профиля - $1,5P_{раб}$, а наиболее высокой точке - $1,25P_{раб}$.

3. Наружное обследование трубопроводов

3.1 Контроль планово-высотного положения и напряженно-деформированного состояния

В рамках технического контроля определяется

- 1 плановое положение и глубина заложения трубопровода;
- 2 действительные радиусы изгибов трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях;
- 3 высотное положение арматуры и опорного фундамента;
- 4 относительная горизонтальность трубопроводов, камер пуска и приема очистных устройств;
- 5 перемещение их трубопроводной обвязки;

3. Наружное обследование трубопроводов

6

глубина заложения защитного кожуха через автомобильные и железные дороги;

7

основные геометрические размеры и положение элементов переходов через естественные и искусственные препятствия.

Табл. 1. Способы и периодичность контроля объектов линейной части МН

Контролируемые объекты	Способы контроля	Периодичность контроля
Трубопровод: - плано-высотное положение;	Визуальный. Трассоискателями или шурфованием	2 раза в год (весной, осенью), 1 раз в 5 лет на непахотных землях, 1 раз в 3 года на пахотных землях

3. Наружное обследование трубопроводов

Продолжение табл. 1

Контролируемые объекты	Способы контроля	Периодичность контроля
- действительные радиальные изгибы в горизонтальной и вертикальной плоскостях.	Геодезический	1 раз после сооружения, каждый раз после капитального ремонта (переукладки)
Запорно-регулирующая арматура с прилегающими участками трубопроводов	Визуальный. Геодезический	2 раза в год. До и после капитального ремонта, переиспытания, реконструкции трубопровода
Камеры пуска и приема очистных устройств	Визуальный. Геодезический	2 раза в год. До и после капитального ремонта, переиспытания, реконструкции трубопровода

3. Наружное обследование трубопроводов

Окончание табл. 1

Контролируемые объекты	Способы контроля	Периодичность контроля
Подземные переходы под автомобильными и железнодорожными дорогами	Визуальный. Трассоискателями или шурфованием	2 раза в год. До и после капитального ремонта, переиспытания, реконструкции трубопровода
Надземные переходы через искусственные и естественные препятствия: - подземные участки; - примыкающие подземные участки.	Визуальный. Геодезический Трассоискателями или шурфованием	2 раза в год. Ежегодно.

3. Наружное обследование трубопроводов

Применяют следующие типы трассоискателей ТПК-1, ВТР-1УМ, ИТ-5).

Принцип действия трассоискателей основан на использовании электромагнитной индукции и заключается в обнаружении при помощи приемника переменного магнитного поля, искусственно создаваемого при помощи генератора вокруг трубопроводов.

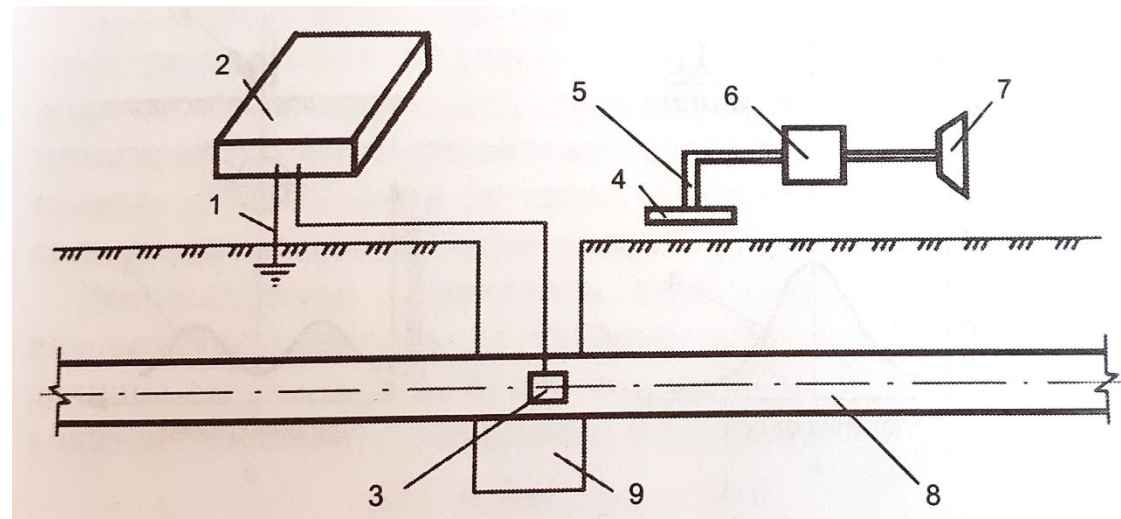


Рис. 2. Функциональная схема работы трассоискателя:

1 – штырь заземления; 2 – генератор; 3 – место подключения выходного шнура с магнитом; 4 – антенна; 5 – соединительный провод; 6 – приемник; 7 – наушники; 8 – трубопровод; 9 – колодец

3. Наружное обследование трубопроводов

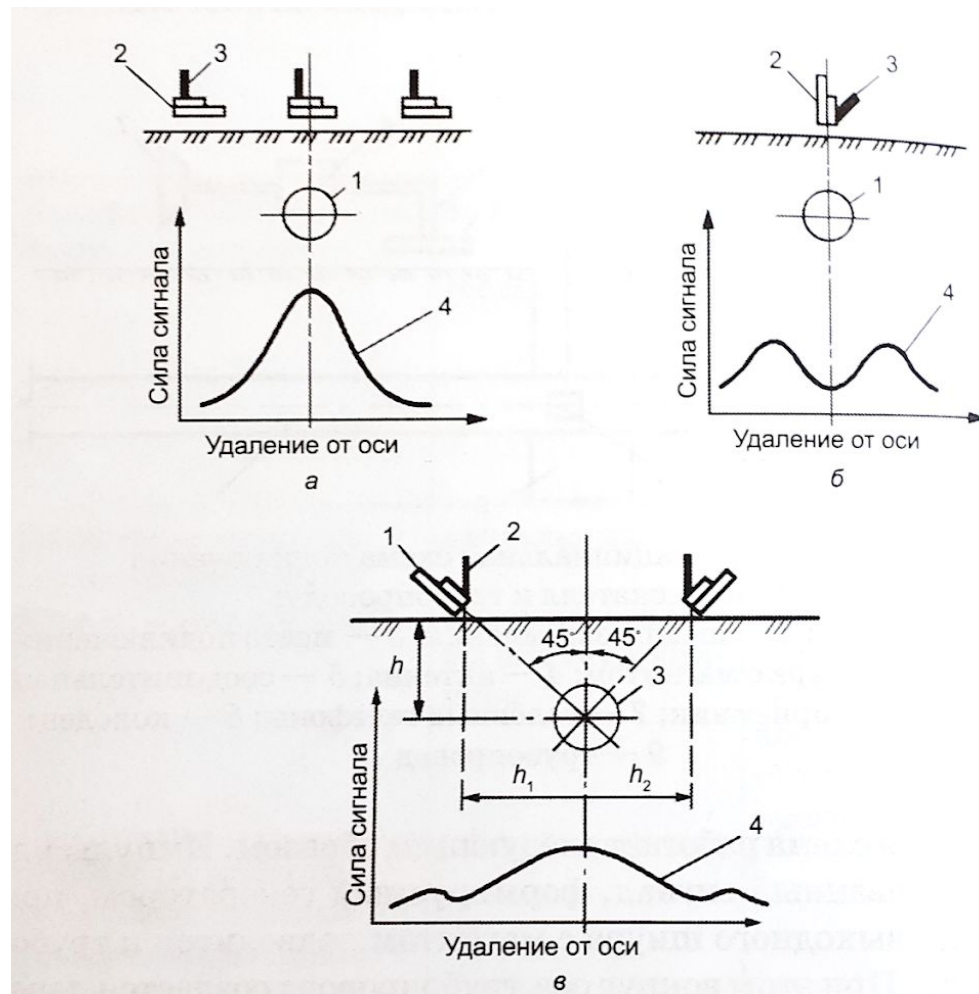


Рис. 3. Правила производства измерений трассоискателем:
1 – антенна; 2 – штанга; 3 – трубопровод; 4 – сигнал

3. Наружное обследование трубопроводов

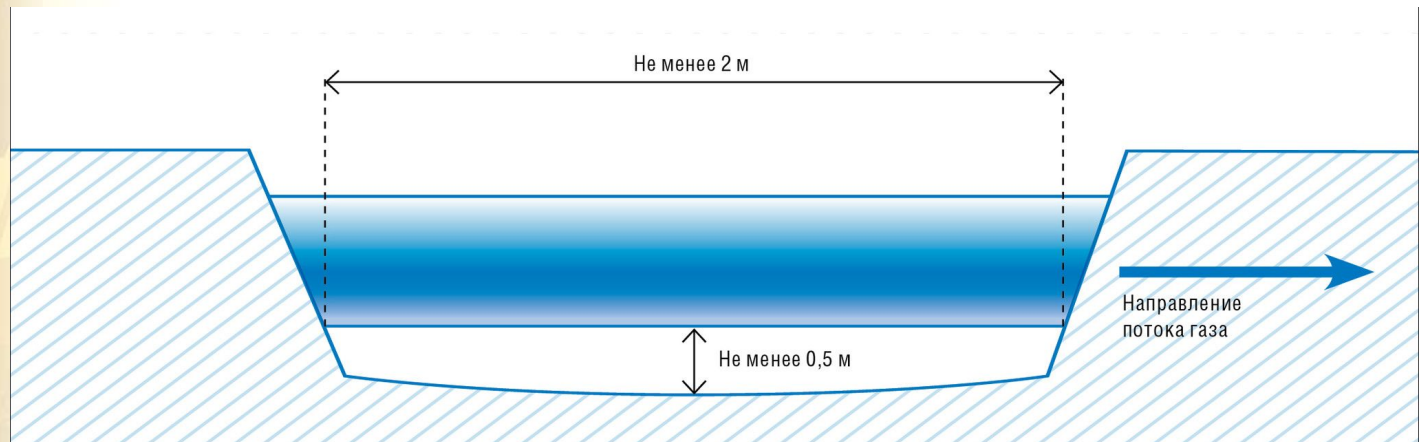


Рис. 4. Процесс шурфования

3. Наружное обследование трубопроводов



Рис. 5. Теодолит

3. Наружное обследование трубопроводов

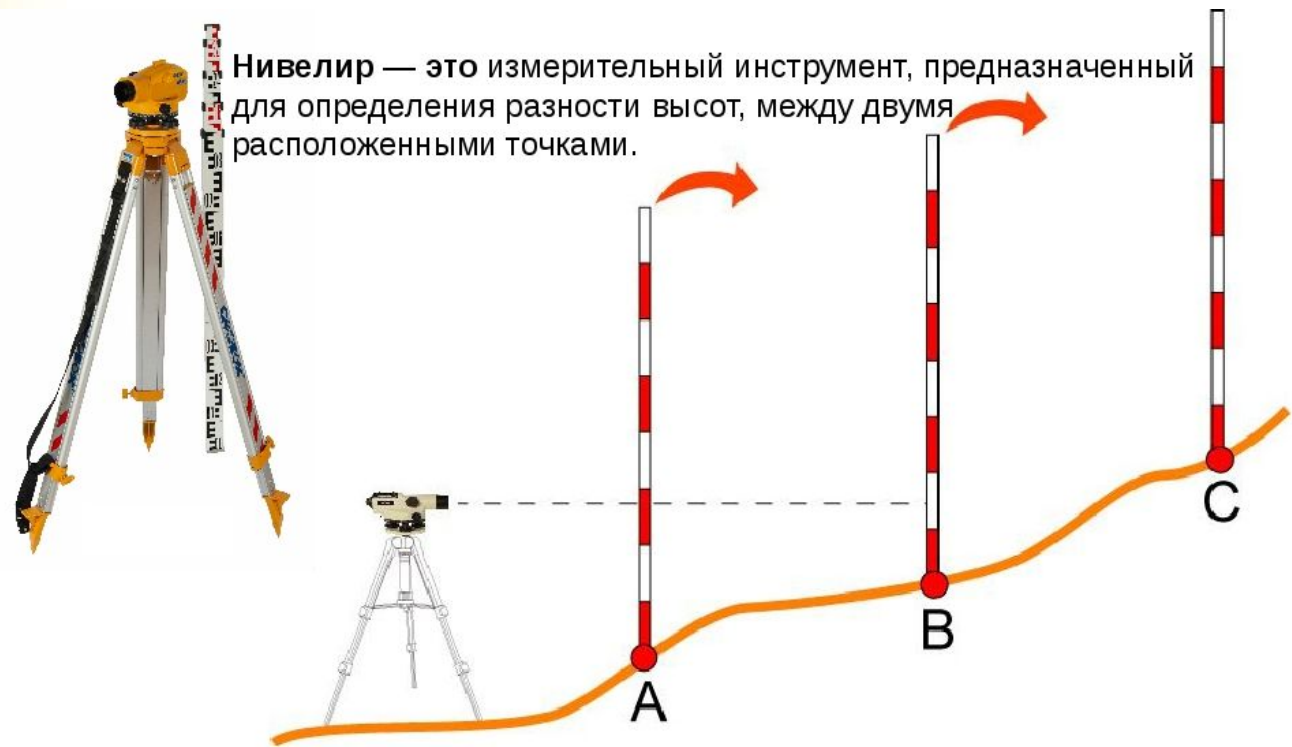


Рис. 6. Нивелир

3. Наружное обследование трубопроводов

На основании информации о фактическом планово-высотном положении трубопровода делается расчет напряженно-деформированного состояния его элементов, а также принимается решение о необходимости ремонта.

При **прогибе трубопровода** в вертикальной плоскости вверх производят контактный ремонт, включающий заглубление трубопровода на пахотных землях, а на болотах, в скальных грунтах, в песках – заглубление до проектных отметок подсыпкой.

При **просадке** запорно-регулирующей арматуры с прилегающими участками трубопровода осуществляют ремонт с подъемом прилегающего трубопровода с подбивкой грунта до проектных значений, а при необходимости – ремонт с подливкой опорного фундамента под арматуру.

3. Наружное обследование трубопроводов

3.2 Контроль состояния изоляционного покрытия

1. Оценка состояния изоляции для линейного участка МН в целом

Для выбора критерия отбора участков первоочередного обследования изоляции используем формулу расчета длины плеча защиты одной станции катодной защиты (СКЗ)

$$l_{скз} = \frac{1}{\alpha} \cdot \ln \left[\frac{E_{max}}{K_B \cdot E_{min} \cdot (1 + \theta)} \right] \quad (2)$$

где E_{max} , E_{min} – величины максимального и минимального наложения потенциала;

α – постоянная распределения токов и потенциалов вдоль защищаемого трубопровода;

K_B – коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ;

θ – расчетный параметр.

3. Наружное обследование трубопроводов

2. Выявление сквозных повреждений в изоляции

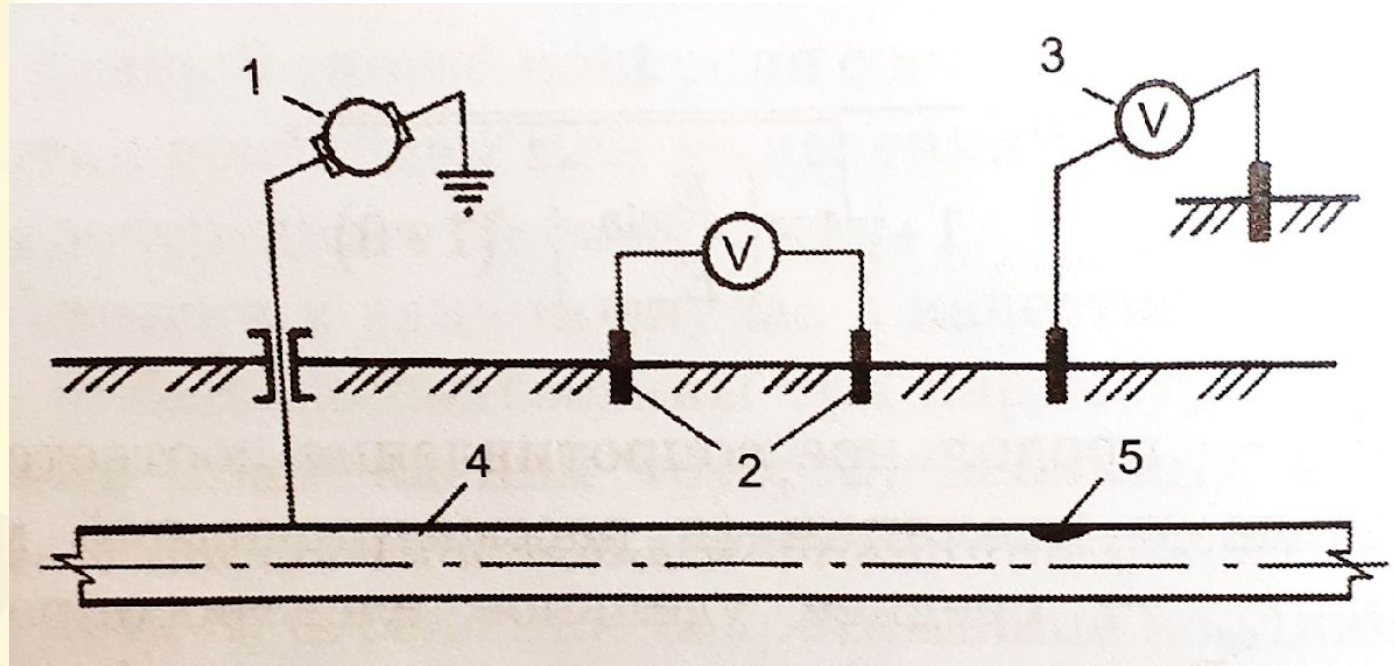


Рис. 7. Схема определения мест сквозных повреждений в изоляционном покрытии трубопровода:

1 – генератор; 2 – измерительные электроды;
3 – милливольтметр; 4 – трубопровод; 5 – место повреждения изоляции

3. Наружное обследование трубопроводов

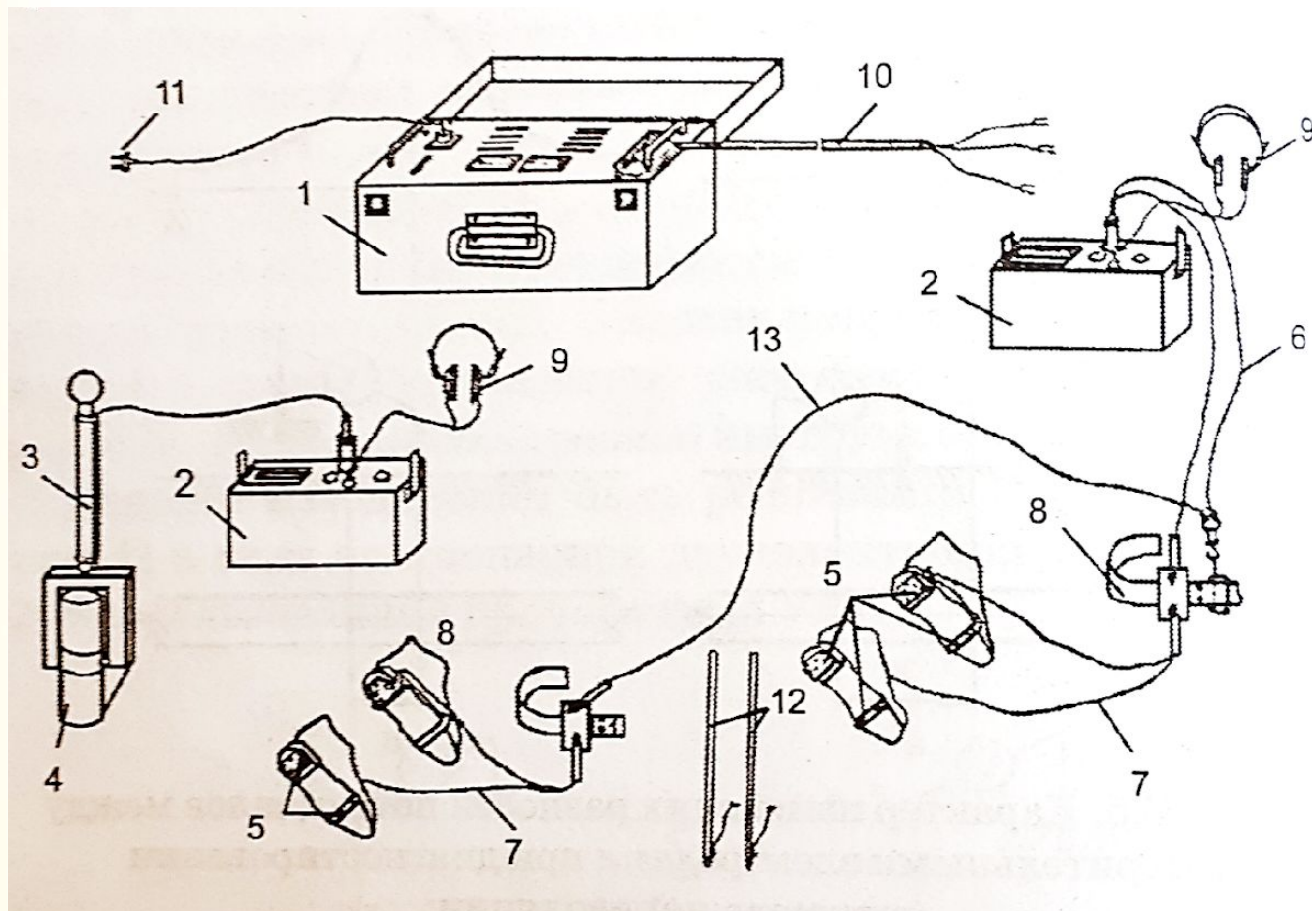


Рис. 8. Состав комплекта УКИ-1:

1 – генератор; 2 – селективный индикатор; 3 – штанга искателя трубопровода; 4 – антенна; 5 – пластины токосъемные; 6, 7, 13 – провода соединительные; 8 – пояс контактный; 9 – наушники; 10 – кабель нагрузочный; 11 – шнур сетевой; 12 – заземлители

3. Наружное обследование трубопроводов

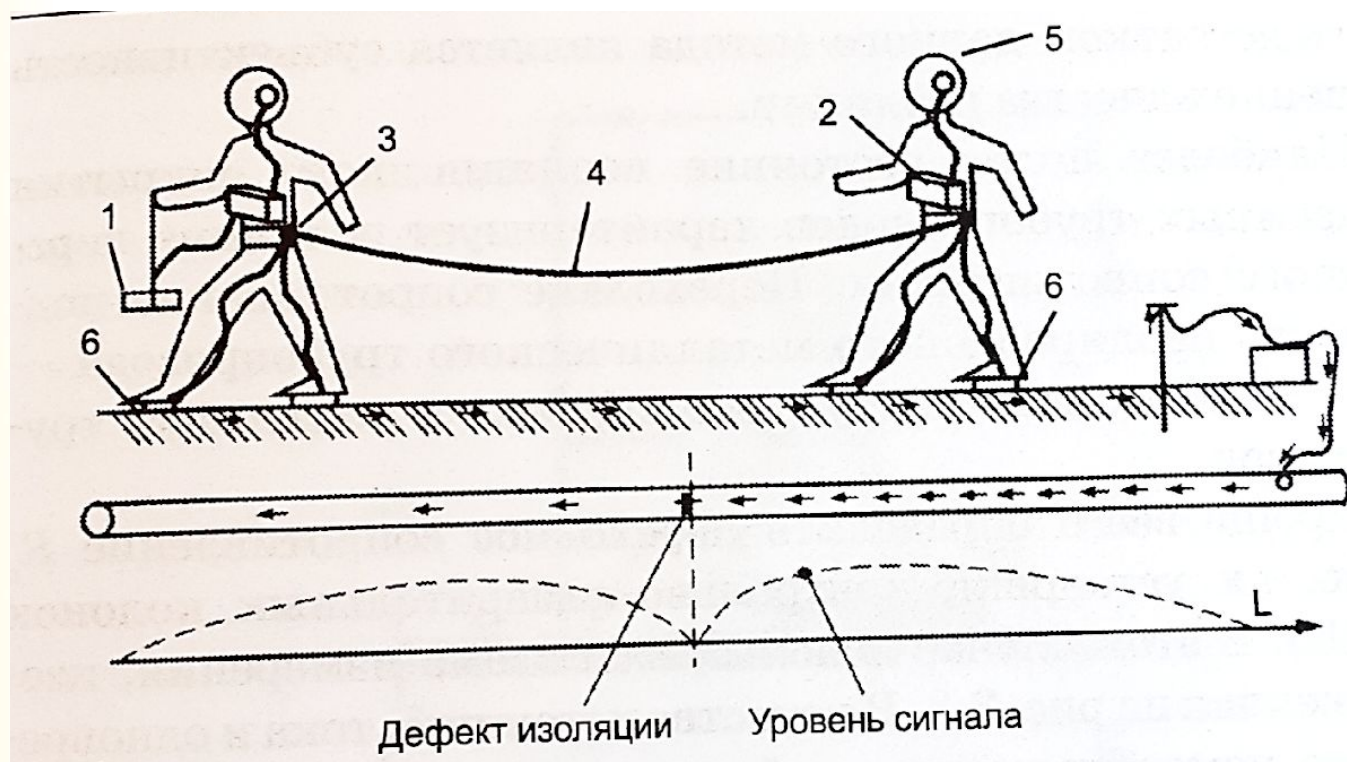


Рис. 9. Метод контроля состояния изоляции прибором УКИ-1:
1 – искатель трубопровода; 2 – селективный индикатор; 3 – пояс контактный; 4 – провод соединительный; 5 – наушники; 6 – пластины токосъемные

3. Наружное обследование трубопроводов

3. Проверка качества изоляции в выбранных сечениях трубопровода

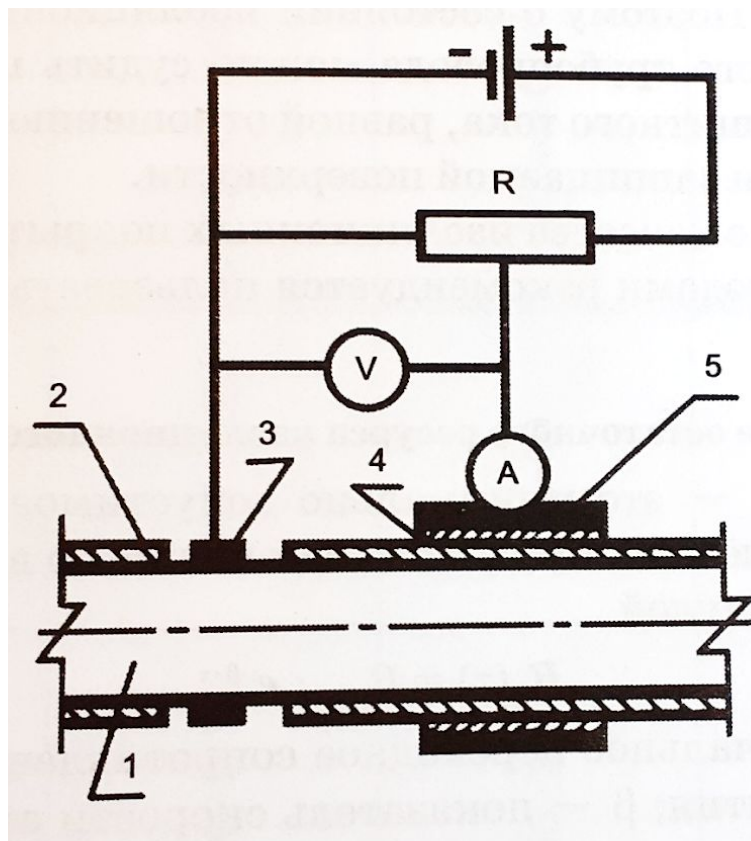


Рис. 10. Схема определения переходного сопротивления методом «мокрого контакта»:

- 1 – трубопровод; 2 – изоляционное покрытие; 3 – механический контакт; 4 – влажное матерчатое полотенце; 5 – электрод