

**Демонстрационный вариант PDF-файла, в данном файле представлено вопросов: 10 из 126. Полная версия файла выглядит так же, как данный файл, но в полной версии файла представлены все вопросы. Файл со всеми вопросами можно скачать по ссылке, которая расположена внизу этой страницы.**

---

## **Б.2.7. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы**

ПБП 321.14

### **1. Куда должны быть переданы материалы фактического положения трубопровода (исполнительная съемка) с привязкой охранных зон входящих в его состав коммуникаций и объектов?**

- **В местные органы власти и управления.**
- В территориальные органы Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий..
- В территориальные органы Ростехнадзора.
- Заинтересованным предприятиям, организациям и учреждениям по их просьбе.

Пояснение:

*ПОМТ № 9 п. 1.4. Материалы фактического положения трубопровода (исполнительная съемка) с привязкой охранных зон входящих в его состав коммуникаций и объектов должны быть переданы в соответствующие местные органы власти и управления для нанесения их на районные карты землепользования.*

*Местные органы власти и управления выдают сведения о местонахождении трубопровода заинтересованным предприятиям, организациям и учреждениям по их просьбам.*

---

### **2. На каком расстоянии производится установка опознавательных знаков обозначения трассы магистрального трубопровода?**

- В пределах прямой видимости.
- В пределах прямой видимости, но не реже чем через 200 метров.
- В пределах прямой видимости, но не реже чем через 400 метров и на углах поворота.
- **В пределах прямой видимости, но не реже чем через 500 метров и на углах поворота.**

Пояснение:

*ПОМТ № 9 п. 3.1. Трассы трубопроводов обозначаются опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,5 - 2 м от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже чем через 500 м, и на углах поворота.*

---

### **3. Какая информация не приводится на щите-указателе опознавательного знака обозначения трассы магистрального трубопровода?**

- Местоположение оси трубопровода от основания знака.
- **Разрешенное рабочее давление трубопровода.**
- Привязка знака (км, пк) к трассе.
- Размеры охранной зоны.

Пояснение:

*ПОМТ № 9 п. 3.1. На щите-указателе должны быть приведены:*

*наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения и его техническая характеристика;*

*местоположение оси трубопровода от основания знака;*

*привязка знака (км, пк) к трассе;*

*размеры охранной зоны;*

*телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб производственного подразделения предприятия трубопроводного транспорта, эксплуатирующего данный участок трубопровода.*

---

**4. За какое время до начала проведения в охранных зонах работ, требующих присутствия представителя предприятия трубопроводного транспорта, юридические или физические лица, имеющие намерение проводить работы, обязаны пригласить этого представителя на место производства работ?**

- Не менее чем за 2 суток.
- **Не менее чем за 5 суток.**
- Не менее чем за 5 рабочих дней.
- Нормативными документами не регламентируется.

Пояснение:

ПОМТ № 9 п. 4.5. Предприятиям трубопроводного транспорта разрешается:

б) Предприятиям трубопроводного транспорта разрешается устройство в пределах охранной зоны шурфов для проверки качества изоляции трубопроводов и состояния средств их электрохимической защиты от коррозии и производство других земляных работ, необходимых для обеспечения нормальной эксплуатации трубопроводов, с предварительным (не менее чем за 5 суток до начала работ) уведомлением об этом землепользователя.

---

**5. Какие виды работ могут проводиться в охранных зонах трубопроводов без получения разрешения от предприятия трубопроводного транспорта?**

- Строительные работы не ближе 100 м от оси трубопровода в каждую сторону.
- **Ремонтно-восстановительные и полевые сельскохозяйственные работы.**
- Размещение автотранспорта на специально подготовленной площадке.
- Оборудование временного полевого стана.

Пояснение:

ПОМТ п. 5.1. Любые работы и действия, производимые в охранных зонах трубопроводов, кроме ремонтно-восстановительных и сельскохозяйственных работ, могут выполняться только по получении "Разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального трубопровода" (приложение 1) от предприятия трубопроводного транспорта.

Разрешение на производство работ может быть выдано только при условии наличия у производителя работ проектной и исполнительной документации, на которой нанесены действующие трубопроводы.

---

## 6. Каким образом должны быть обозначены трассы нефтепродуктопроводов в соответствии с правилами охраны магистральных трубопроводов?

- Трассы должны быть обозначены столбиками высотой в 1 метр от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, на углах поворота, водных и воздушных переходах, а также при пересечении трубопроводом шоссейных и железных дорог.
- Трассы должны быть обозначены предупреждающими знаками в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1,5 км, на углах поворота, водных и воздушных переходах, а также при пересечении трубопроводом шоссейных и железных дорог.
- **Трассы должны быть обозначены опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,5-2 метра от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже чем через 500 м, и на углах поворота.**
- Трассы должны быть обозначены предупреждающими знаками высотой 2,5 метра от поверхности земли в пределах видимости, на водных и воздушных переходах - столбиками высотой 1,5-2 метра.

Пояснение:

ПОМТ п.3.1. Трассы трубопроводов обозначаются опознавательными знаками (со щитами-указателями) высотой 1,5-2 метра от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 500 м, и на углах поворота.

Установка опознавательных знаков трубопроводов оформляется совместным актом предприятия трубопроводного транспорта и землепользователя.

На щите-указателе должны быть приведены:

наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения и его техническая характеристика;

местоположение оси трубопровода от основания знака;

привязка знака (км, пк) к трассе;

размеры охранной зоны;

телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб производственного подразделения предприятия трубопроводного транспорта, эксплуатирующего данный участок трубопровода.

Допускается установка щитов-указателей на опорах ЛЭП, линий связи, проходящих параллельно трубопроводу, и контрольно-измерительных колонках (КИК)\*1.

\*1. Сроки приведения трасс действующих трубопроводов в соответствие с указанными требованиями устанавливаются органами управления магистральным трубопроводным транспортом.

## 7. Какой вид работ относится к частичному диагностированию стальных резервуаров?

- Вывод из эксплуатации и опорожнение резервуара.
- Очистка и дегазация резервуара.
- **Обследование резервуара с наружной стороны без выведения из эксплуатации.**
- Обследование резервуара после вывода из эксплуатации.

Пояснение:

РД 08-95-95 п. 1.4. Система технического диагностирования включает в себя два уровня проведения работ:

- частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны (без выведения его из эксплуатации);

- полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

Допускается проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе выборочно из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет, в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации); на остальных резервуарах этой группы проводится обследование.

Возможно частичное обследование опорожненных резервуаров с внутренней стороны, если они снаружи покрыты изоляцией.

## 8. На кого возлагается организация проведения работ по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов?

- **На владельца резервуаров**
- На изготовителя
- На специализированную организацию

Пояснение:

РД 08-95-95

2.1. Организация проведения работ по техническому диагностированию возлагается на владельца резервуаров.

Владелец резервуаров обязан представить всю необходимую техническую и технологическую документацию организации, выполняющей обследование.

2.2. Работы по техническому диагностированию выполняются организациями, для которых такой вид деятельности предусмотрен уставом, которые располагают необходимыми средствами технического диагностирования, нормативно-технической документацией на контроль и оценку конструкций, а также имеют обученных и аттестованных в установленном порядке специалистов.

## 9. Какие из перечисленных сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов должны подвергаться первоочередному техническому обследованию?

- Все резервуары
- **Находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии**
- Находящиеся в эксплуатации более 10 лет

Пояснение:

РД-08-95-95

3.4. Алгоритм диагностирования резервуара определяется в зависимости от его технического состояния, длительности эксплуатации, вида хранимого продукта.

Первоочередному обследованию, как правило, должны подвергаться резервуары:

находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;

изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;

находящиеся в эксплуатации более 20 лет;

в которых хранятся высококоррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

---

## 10. С какой периодичностью проводится полное обследование сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов, отработавших расчетный срок службы?

- Не реже одного раза в 5 лет
- **Не реже одного раза в 10 лет**
- Не реже одного раза в 15 лет

Пояснение:

РД 08-95-95

3.6. Полное обследование проводится не реже одного раза в 10 лет и включает следующие этапы:

3.6.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар.

3.6.2. Анализ конструктивных особенностей резервуара; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

3.6.3. Составление программы обследования.

3.6.4. Натурное обследование резервуара:

визуальный осмотр всех конструкций с внутренней и наружной сторон, в том числе визуальный осмотр понтона (плавающей крыши);

измерение толщины поясов стенки, кровли, днища, понтона (плавающей крыши);

измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища;

измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;

проверка состояния понтона (плавающей крыши);

проверка состояния основания и отмостки.

3.6.5. Контроль ультразвуковым, рентгенографическим и другими методами дефектоскопии, необходимость и объем проведения которого устанавливается по результатам визуального осмотра.

3.6.6. Установление возможности эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

---