

Лабораторная работа №1

Тема: Изучение конструкций герметизирующих устройств и способов их запасовки

Студент должен:

знать: конструкции герметизаторов, технологию установки и извлечения герметизаторов

уметь: правильно выбрать способы и необходимое оборудование для извлечения герметизаторов.

1. Краткая характеристика работы

После освобождения нефтепровода от нефти, вырезки дефектной «катушки» до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ внутренняя полость должна быть перекрыта.

Внутренняя полость трубопровода линейной части магистральных трубопроводов $D_y = 400$ мм и более должна перекрываться многоразовыми герметизаторами типа «Кайман» (рис. 1) и пневматическими устройствами (ПЗУ).

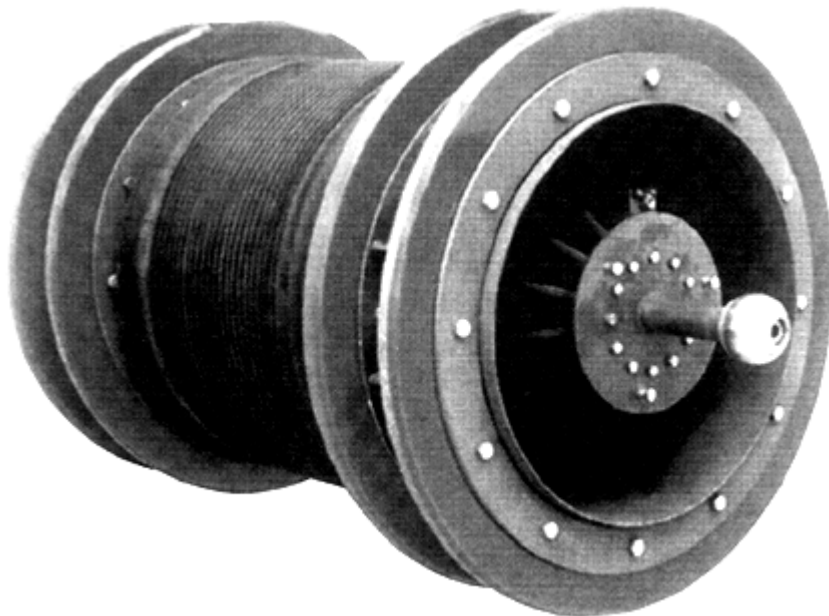


Рис. 1. Многоразовый герметизатор типа «Кайман»

При ремонте с заменой участков технологических нефтепроводов НПС и нефтебаз, а также камер приёма-пуска СОД (рис. 4), тройниковых узлов, резервных ниток подводных переходов МН без камер приёма СОД для герметизации внутренней полости нефтепровода применяется глина.

2. Цель работы

Целью работы является приобретение практических навыков в выборе герметизирующего устройства, изучении конструкций и способов их запасовки.

3. Порядок выполнения работы

3.1. По литературным и техническим источникам, плакатам и образцам оборудования студент изучает устройство, назначение и способы запасовки герметизирующих устройств.

3.2. Изучает технологию производства ремонтных работ и очерёдность выполнения производственных процессов.

3.3. Приводит технические характеристики оборудования.

3.4. Вычерчивает схему установки герметизаторов.

3.5. Вывод о проделанной работе.

3.6. Составляет отчет о выполненной работе в соответствии с пунктами 3.1 - 3.5.

4. Основные теоретические сведения

Установка герметизаторов в полости нефтепровода производится с открытого торца трубопровода по схеме, указанной на рис. 2.

Для гарантийного определения местоположения герметизаторов «Кайман» при движении их по нефтепроводу после завершения ремонтных работ и заполнения нефтепровода нефтью каждый герметизатор должен быть оснащён трансмиттером. Расход нефти должен обеспечить скорость движения герметизатора по нефтепроводу.

Герметизаторы следует устанавливать при отсутствии избыточного давления и притока нефти в трубопроводе. Перед этим ремонтный котлован необходимо зачистить от остатков нефти, а места загрязнений засыпать свежим грунтом.

Перед установкой герметизаторов внутренняя поверхность трубопровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $2D + 1$ метр, где D – диаметр трубопровода, м.

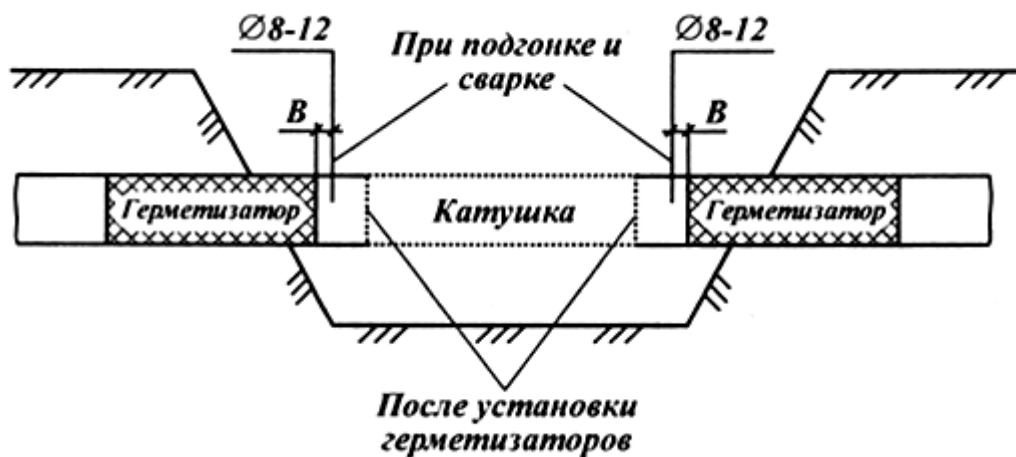


Рис. 2. Схема отбора проб при монтаже и сварке «катушки»:

B – расстояние для герметизатора «Кайман» 80 -100 мм, для ПЗУ – 100 - 150 мм

В целях обеспечения безопасности операций при вырезке дефектных участков на действующих нефтепроводах, исключения применения глины для перекрытия их внутренней полости, а также сокращения времени их герметизации разработан соответствующий Регламент, предусматривающий использование герметизаторов «Кайман». Это отечественная разработка, выпускаются герметизаторы на заводе «Транснефтемаш» ОАО «Верхневолжскнефтепровод».

Технические характеристики герметизатора типа «Кайман»

Максимальное удерживающее статическое давление
(в зависимости от диаметра), МПа _____ 0.3 - 0.5
Рабочее давление сжатого воздуха
(инертного газа) внутри герметизирующей
оболочки, МПа, не более _____ 2.0
Гарантированное время рабочего цикла по
перекрытию внутренней полости нефтепровода, не менее, час _____ 36
Масса (в зависимости от диаметра), кг _____ 150 - 850

Контроль обеспечиваемой герметичности тампонами-герметизаторами осуществляется следующим образом:

для тампонов из герметичной оболочки – по падению давления на манометре;

для тампонов из глины – осмотром торцевой части на наличие трещин усадки в верхней части.

Контроль за состоянием газовой смеси производится через отверстия диаметром 8 – 12 мм, просверленные в верхней части образующей трубы на расстоянии 80 – 150 мм от герметизатора в сторону «катушки» у каждого стыка на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов (рис. 3).

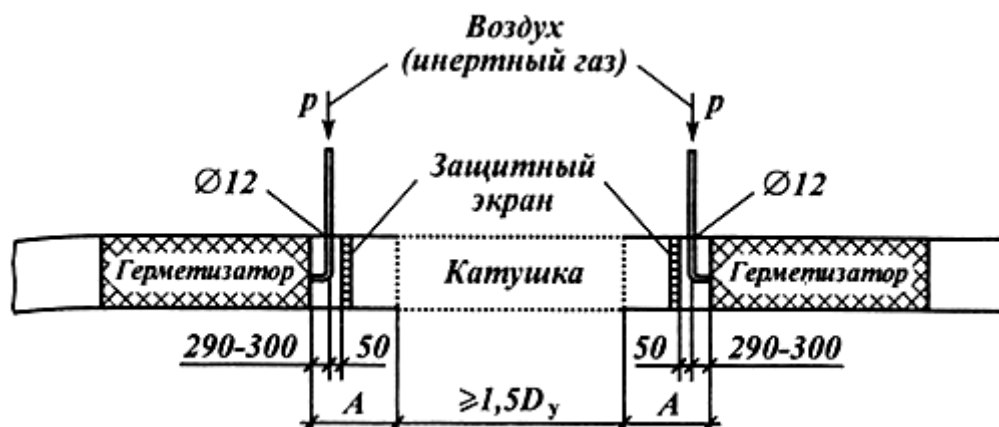


Рис. 3. Схема установки герметизаторов: А – расстояние от открытого торца до герметизатора, А = 1000 мм. Защитный экран применяется при установке ПЗУ

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемой нефти до камер СОД, которые используются для приёма герметизаторов.

Среди главных также задача повышения эффективности проводимого ремонта, для чего необходимо создание новых технологий и оборудования. В частности, предусмотрено разработать: технологические герметизаторы для перекрытия сечения технологических трубопроводов диаметром 350–1220 мм; технологию очистки, калибровки и вытеснения продуктов из трубопроводов с применением мобильных компрессорных установок, что сократит время проведения ремонтов.

5. Описание и работа

5.1. Описание и работа изделия

5.1.1. Назначение изделия

Герметизатор «КАЙМАН-500» предназначен для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, опорожненного от

нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и ее паров при ремонтно-восстановительных работах, выполняемых методом «Вырезки катушки или участка нефтепровода с дефектом» (согласно РД 153-39.4-067-00, РД 153-39.4Р-130-2002), на линейной части магистральных нефтепроводов. Загрузка герметизатора осуществляется через открытые концы трубы, образовавшиеся после вырезки катушки или дефектного участка нефтепровода. С помощью устройства возможно решение следующих задач:

герметизация внутренней полости нефтепровода за счет подачи сжатого воздуха (инертного газа) в герметизирующую оболочку герметизатора от внешнего источника;

удержание статического давления нефти и горючих газов в период проведения ремонтно-восстановительных работ;

перевод в транспортное положение с разгерметизацией внутренней полости нефтепровода за счет стравливания воздуха из оболочки и транспортирование по нефтепроводу до камеры приема под воздействием рабочего давления нефти в нефтепроводе;

прием и выгрузка герметизаторов через штатные камеры приема очистных устройств, установленные на нефтепроводе;

повторное использование герметизатора после проверки технического состояния его составных частей (герметизирующей оболочки, эластичных центрирующих элементов);

Очистка трубопровода при движении герметизатора к камере приема очистных устройств.

Условное обозначение исполнения герметизатора:

Устройство для перекрытия внутренней полости магистрального нефтепровода «КАЙМАН-500» ТУ 48 3480-006-00139181-01, где: 500- условный диаметр проходного сечения нефтепровода.

5.1.2. Технические характеристики (свойства):

- 1) максимальное удерживаемое статическое давление рабочей среды в нефтепроводе (при контакте герметизирующей оболочки герметизатора «Кайман-500» с зачищенной поверхностью трубы), МПа _____ 0,5;
- 2) рабочее давление сжатого воздуха (инертного газа) внутри герметизирующей оболочки, МПа, не более _____ 2,0;
- 3) гарантированное время рабочего цикла по перекрытию внутренней полости нефтепровода, час, не менее _____ 48;
- 4) максимальное суммарное расстояние перемещения герметизатора внутри нефтепровода в транспортном состоянии, км, не менее _____ 1000;
- 5) допустимое искажение внутреннего диаметра трубы нефтепровода,

- не влияющее на перемещение герметизатора, %, не более _____ 20;
- б) назначенный срок службы (при отсутствии повреждений после хранения или транспортировки по нефтепроводу), рабочий цикл, не менее _____ 10;
- 7) объем внутренней полости герметизирующей оболочки (P=2.0 МПа), л _____ 75;
-
- 8) габаритные размеры герметизаторов со схемой строповки - см. приложение 1;
- 9) рабочий диапазон температур окружающей среды, °C _____ от минус 30 до плюс 40.
-

5.1.3. Состав изделия

Герметизатор «КАЙМАН» 1021.25.042.00.00.000 состоит из следующих основных узлов (см. прилож. 2): корпуса с герметизирующей оболочкой (поз. 1), двух направляющих опор (поз. 2) с центрирующими эластичными элементами (поз. 3), доработанными до диаметра 495 мм; бампера (поз. 4), втягивающих пружин (поз. 5), рукава низкого давления (поз. 6).

В комплекте с герметизатором поставляется технологическая тара герметизатора 1021.25.042.06.00.000 (см. прилож. 3), которая состоит из следующих основных узлов: кожуха верхнего (поз.1) с блоками (поз. 2), поддона нижнего (поз. 3).

В комплект запасных частей и принадлежностей согласно 1021.25.042.00.00.000 ЗИ входит узел подключения 1021.25.016.10.01.000, кожух 1021.25.016.10.02.000, комплект для запасовки герметизатора (удлинитель 1021.25.042.10.01.000, устройство направляющее 1021.25.042.10.02.000), рукав низкого давления РНД 8.20.10000.11.M16x1.5, редуктор высокого давления типа РВ-90, канат капроновый 012 длиной 10 м, стропа текстильная ленточная длиной 2.5 м грузоподъемностью 1 т., болт закрывающий 1021.25.016.10.00.001, пробка 1021.25.016.10.00.000, рукав низкого давления РНД 8.20.1200.11.M16x1.5, сверло 0 12 ГОСТ 10902-77.

6. Использование по назначению

6.1. Эксплуатационные ограничения

При использовании герметизатора дополнительно к данному Руководству по эксплуатации необходимо руководствоваться требованиями, изложенными в следующих документах:

РД 153-39.4Р-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключения участков магистральных нефтепроводов».

Длина вырезаемого участка нефтепровода, необходимая для установки герметизатора должна быть не менее: для Ду 500 - 1,5 м.

Запрещается заполнять эластичную оболочку герметизатора сжатым воздухом (инертным газом) свыше 0.02 МПа до установки герметизатора во внутреннюю полость нефтепровода.

Не допускается попадание нефтепродуктов во внутреннюю полость герметизирующей оболочки герметизатора.

Не допускается повторное применение без проведения технического обслуживания.

Не допускается применение герметизаторов при температурах ниже минус 30°С)

6.2. Подготовка и установка герметизатора в нефтепровод

6.2.1. Установка герметизаторов в нефтепровод проводится после комплекса подготовительных и вспомогательных работ по обустройству ремонтного котлована, откачки нефти, вырезки дефектного участка трубопровода согласно РД 153-39.4Р-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключения участков магистральных нефтепроводов». После вырезки дефектного участка с применением энергии взрыва кромки трубопровода должны быть подготовлены для установки герметизаторов - деформированные торцы должны быть обрезаны.

6.2.2. Перед установкой в нефтепровод каждый герметизатор должен быть подвергнут визуальному осмотру с целью определения технического состояния. При этом необходимо обратить внимание на:

соответствие исполнения герметизатора внутреннему диаметру ремонтируемого участка нефтепровода;

отсутствие повреждений эластичной оболочки, центрирующих опор, рукавов низкого давления и других устройств, входящих в состав запасных частей и принадлежностей герметизатора;

наличие всех крепежных элементов (болтов, винтов, шайб).

проверить длину вырезанного участка нефтепровода на соответствие требованиям п.6.1;

на расстоянии не менее 2,0 м от торца свободного конца нефтепровода зачистить внутреннюю поверхность трубы до металлического блеска от парафина, остатков нефти, грязи, крупной окалины;

проверить отсутствие выступающих во внутреннюю поверхность трубы деталей (чопиков и т.д.), способных нанести повреждение герметизирующей оболочке;

Готовность места установки герметизатора оформить Актом.

6.2.3. Порядок установки герметизатора во внутреннюю полость нефтепровода:

снять защитный кожух (поз.1) (см. прилож. 4) герметизирующей оболочки с технологической тары, освободить талрепы, открепить герметизатор от технологической тары, убрать талрепы;

закрепить трансмиттер 00-ТРМ.02-00.000 на бампере герметизатора (см. прил. 2) и привести в рабочее состояние согласно документации, прилагаемой к устройству;

застропить технологическую тару с герметизатором и медленно без ударов по трубопроводу подвести ее к вырезанному участку трубопровода в торец вырезанного участка;

заземлить технологическую тару с помощью зажима (поз. 6) (см. прил. 3);

поднять технологическую тару до соприкосновения поддона технологической тары с наружной поверхностью нижней части трубы;

установить защитный кожух (поз.1) на верхней части трубы и прочно прикрепить его с помощью болтов с гайками к поддону технологической тары (поз. 3) (см. прилож. 4);

установить направляющее устройство (поз. 5) на корпус герметизатора (см. прилож. 4);

убрать стропы;

закрепить канат капроновый и ввести герметизатор с помощью грузоподъемного механизма до среза трубы (см. прил. 4);

снять направляющее устройство (поз. 5);

установить удлинитель на корпус герметизатора (см. прилож. 4);

ввести герметизатор внутрь трубы на расстояние 1 метр, при выполнении операций следить, чтобы направляющее устройство находилось в горизонтальном положении и не упиралось в технологическую тару;

снять канат капроновый;

открепить направляющее устройство (поз. 5),

застропить технологическую тару, открепить верхний кожух

(поз. 1), убрать технологическую тару с места проведения работ;

отсоединить от герметизатора и убрать удлинитель (поз. 7) с места проведения работ;

на расстоянии 290...300 мм от торца герметизатора (поз. 2) (см. прилож. 5) на верхней образующей трубы ручной дрелью просверлить отверстие диаметром 12 мм, при этом от среза трубы до центра отверстия должно быть не менее 700...710 мм;

вытянуть рукав низкого давления (поз. 6) (см. прил. 2) из корпуса герметизатора;

установить узел подключения (поз. 6), закрепив его на трубе (поз. 1) с помощью гаек (поз. 11), (поз. 12) штуцера (поз. 13), согласно вида А, Б;

прикрепить рукав низкого давления к штуцеру узла подключения согласно вида Б;

узел подключения при помощи рукава низкого давления (поз. 5) длиной не менее 10 м присоединить к источнику сжатого воздуха (инертного газа) (поз. 3);

регулирующий маховичок (винт) редуктора РВ-90 перед открыванием вентиля баллона со сжатым воздухом вывернуть до полного освобождения нажимной пружины;

открыть вентиль на узле подключения (поз. 16);

открыть вентиль источника сжатого воздуха (баллона) и подать сжатый газ в редуктор;

медленно закручивая винт редуктора (поз.4) на источнике сжатого воздуха, произвести предварительное заполнение эластичной оболочки герметизатора до давления 0,3 МПа. Контроль величины давления вести по манометру на узле подключения (поз. 6);

вновь медленно закручивая винт редуктора (поз. 4) на источнике сжатого воздуха довести давление в эластичной оболочке до рабочего значения, после чего закрыть вентили на узле подключения и источнике сжатого воздуха и выдержать в течение 5 мин с целью контроля герметичности оболочки герметизатора и системы подачи сжатого воздуха;

отсоединить рукав низкого давления (поз. 5) от источника сжатого воздуха и от узла подключения.

на трубу установить защитный кожух (поз. 10) для защиты узла подключения и закрепить его на трубе с помощью ленточной стропы (поз. 17) согласно вида В.

Примечание. Для подачи газа в герметизирующую оболочку может применяться компрессор, с помощью которого давление внутри герметизирующего элемента доводится до некоторого значения, не превышающего $P_{\text{раб}}$ (например, для подачи газа до значения давления, равного 0.6-0.8 МПа). После частичного наполнения герметизирующей оболочки с помощью компрессора рабочее давление внутри герметизирующей оболочки устанавливается подачей газа из баллона со сжатым газом (поз. 3) через редуктор (поз. 4).

6.2.4. Произвести установку герметизатора во второй свободный конец трубы нефтепровода в последовательности п.п. 6.2.1 и 6.2.2.

6.2.5. Для проведения контроля газовой среды в полости ремонтируемого участка на расстоянии 80 мм от торцов герметизаторов в трубопроводе необходимо ручной дрелью выполнить по одному отверстию диаметром 12 мм.

6.2.6. Для проведения контроля за давлением газа и уровнем нефти перед герметизаторами на расстоянии не менее 30 м просверлить отверстия диаметром 12 мм и установить на них маячки на алюминиевых стержнях. Контроль за давлением газа и уровнем нефти проводить постоянно. Повышение давления газа и поступление нефти в трубопровод не допускается.

6.2.7. Если через 15 мин после установки второго герметизатора давление в эластичных оболочках герметизаторов остается без изменений и обеспечивается герметичность перекрытия нефтепровода (по результатам анализа воздушной среды в зоне проведения ремонтных работ и внутри труб), то ремонтный персонал может приступить к выполнению сварочно-монтажных работ с соблюдением требований действующих нормативно-технических документов по пожарной безопасности.

6.2.8. В процессе проведения работ по приварке катушки вести постоянный контроль уровня нефти во внутренней полости нефтепровода согласно РД 153-39.4Р-130-2002 и контролировать давление в эластичных оболочках герметизаторов.

При повышении уровня нефти во внутренней полости нефтепровода необходимо провести откачку нефти.

В процессе проведения работ по приварке «катушки» вести постоянный контроль состояния воздушной среды в рабочем котловане и внутри трубы в месте приварки «катушки».

6.2.9. После завершения ремонтно-восстановительных работ необходимо:

открыть вентиль, сбросить давление из эластичных оболочек до атмосферного;

убрать защитные кожухи;

отсоединить узлы подключения от штуцеров рукавов низкого давления, а штуцеры закрыть с помощью специальных болтов из комплекта ЗИП (согласно вида Д) и заправить их через отверстия во внутреннюю полость нефтепровода;

отверстия в трубопроводе заглушить металлическими пробками (чопиками) (см. прилож.5) и обварить согласно требованиям РД 153-394-

114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»;

6.2.10. Отремонтированный участок нефтепровода в установленном порядке заполняется нефтью, возобновляется перекачка. Герметизаторы потоком нефти транспортируются по внутренней полости нефтепровода и принимаются в ближайших камерах приема очистных устройств.

6.3. Меры безопасности

6.3.1. Работы по перекрытию нефтепровода с использованием герметизаторов «КАЙМАН» должны проводиться персоналом аварийно-восстановительной службы под руководством ответственного ИТР, назначенного приказом по АО МН, РУМН, РСУ, знающего правила безопасности, прошедшего проверку знаний и допущенного к руководству этими работами.

6.3.2. К выполнению работ по перекрытию нефтепроводов допускаются лица мужского пола в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификацию линейного трубопроводчика не ниже пятого разряда, обученные и успешно прошедшие проверку знаний согласно «Системы организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте».

6.3.3. Во время проведения работ по вводу герметизатора в нефтепровод запрещается нахождение рабочего персонала, не задействованного в процессе монтажа в ремонтном котловане.

6.3.4. Во время проведения работ по заполнению герметизирующей оболочки сжатым газом, обработке кромок трубы и приварке катушки запрещается нахождение ремонтного персонала напротив среза трубы, внутри которой находится герметизатор под рабочим давлением.

6.3.5. Во время проведения работ возле котлована, возле контрольных отверстий должен находиться представитель ремонтной бригады для наблюдения за давлением на манометре узла подключения герметизатора, контроля загазованности внутри трубы и в рабочем котловане, уровнем нефти в трубопроводе.

6.3.6. Ответственный за организацию и производство работ по перекрытию нефтепроводов обязан:

перед началом работ по перекрытию нефтепровода проверить знание настоящего Руководства, провести инструктаж ремонтного персонала по безопасным методам и приемам работ, правилам поведения при возникновении пожароопасной ситуации, проверить

наличие у них квалификационных удостоверений и удостоверений о проверке знаний правил техники безопасности и пожарной безопасности;

создать условия для выполнения работ по перекрытию нефтепровода (откачку нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, разработку рабочего котлована, доставку оборудования, материалов, инструментов и т.д.);

обеспечить своевременный отбор и анализ воздушной среды в рабочем котловане в месте ремонта нефтепровода и внутри трубы в месте приварки "катушки";

обеспечить зачистку мест установки герметизаторов от парафина, остатков нефти, окалины и т.д.;

обеспечить контроль давления и откачку нефти перед герметизаторами;

обеспечить соблюдение требований безопасности согласно РД 153-39.4Р-130-2002 и согласно п.п. 2.3.1-2.3.5 Руководства по эксплуатации.

Запрещается пользоваться инструментом неискробезопасного исполнения.

Запрещается при запасовке герметизатора в полость трубы находиться в рабочем приемке и «помогать» руками или иными приспособлениями.

Запрещается при запасовке герметизаторов выполнение операций проводить с помощью ударных механизмов, резких движений, способных привести к соударению оборудования.

6.4. Действия в экстремальных условиях

6.4.1. Действия ремонтного персонала при возникновении аварийных ситуаций при проведении работ по перекрытию внутренней полости нефтепровода и при замене дефектного участка должны соответствовать требованиям РД 153-39.4Р-130-2002, РД 153-39.4-067-00 и РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».

6.4.2. При возникновении аварийных ситуаций необходимо прекратить работы и вывести рабочий персонал с места проведения работ до выяснения и устранения причин возникновения аварийной ситуации.

7. Техническое обслуживание

7.1. Техническое обслуживание изделия

Техническое обслуживание изделий в процессе эксплуатации проводят в соответствии с требованиями РД 153-39ТН-008-96 «Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций».

7.1.2. Система технического обслуживания герметизаторов в процессе эксплуатации основывается на выполнении восстановительных работ по результатам оперативного диагностического контроля.

7.1.3. В процессе эксплуатации герметизатор подвергается: оперативному диагностическому контролю; техническому обслуживанию (ТО).

7.1.4. Оперативный диагностический контроль

Оперативный диагностический контроль герметизатора осуществляет ответственный за эксплуатацию изделия из числа ремонтного персонала аварийно-восстановительной службы АОМН: 1) перед каждым применением герметизатора проводится визуальный контроль:

внешнего вида и целостности эластичной герметизирующей оболочки, центрирующих опор, рукавов низкого давления и других устройств, входящих в состав или применяемых комплектно с герметизатором;

наличия и равномерности затяжки крепежных соединений;

наличие и видимость маркировки;

по формуляру определяется рабочий ресурс. 2) в процессе работы герметизатора - каждый час проводится:

визуальный контроль по внешнему манометру значения рабочего давления сжатого воздуха (инертного газа) внутри эластичной герметизирующей оболочки;

отбор и анализ воздушной среды в зоне проведения работ по ремонту нефтепровода.

7.1.5. Техническое обслуживание

Техническое обслуживание герметизатора проводится после транспортирования по нефтепроводу и извлечения его из камеры приема скребка.

В объеме технического обслуживания проводятся следующие работы:

1) визуальный осмотр и чистка наружных поверхностей от загрязнений всех составных частей герметизатора;

2) замена (при необходимости) изношенных эластичных дисков в центрирующих опорах.

3) испытание воздухом рабочим давлением герметизирующей оболочки (2 МПа) в течение не менее 8 часов. Стенд собрать согласно «Методики освидетельствования технического состояния герметизирующего элемента» 1021.25.016.00.00.000 И1.

4) запись в формуляре отработанного ресурса.

Демонтаж технологических фланцев и соединение рабочих фланцев с сердечником черт. 1021.25.042.01.01.000 СБ производить только после поддувки упругого элемента давлением 0,02 МПа до оголения разъема сердечник-фланец во избежание повреждения внутреннего покровного слоя;

5) настройка рабочего давления и регулировка (при необходимости) предохранительного клапана редуктора высокого давления РВ-90.

Эксплуатацию редуктора высокого давления РВ-90 необходимо осуществлять согласно Паспорта 186-0000 ПС. После присоединения редуктора к баллону необходимо установить рабочее давление и проверить герметичность соединения при закрытом кране 16 на узле подключения. Одновременно необходимо проверить редуктор на самотек. Для этого нужно закрыть кран 16 на узле подключения (см. приложение 5 настоящего РЭ), затем вывернуть регулировочный маховичок (винт) 4 (см. Паспорт 186-0000 ПС) и освободить пружину. После установления перепада давления стрелка манометра должна остановиться, т.е. не должно происходить медленного наращивания рабочего давления.

Предохранительный клапан 9 редуктора РВ-90 отрегулирован на выпуск газа при давлении не менее 2.0 МПа. Если не устанавливается рабочее давление и выпуск газа из предохранительного клапана происходит при давлении, меньшем 2.0 МПа, предохранительный клапан необходимо отрегулировать. Для настройки предохранительного клапана и рабочего давления на редукторе необходимо выполнить следующие операции:

закрыть кран 16 на узле подключения;

ослабить контргайку регулировочной гайки предохранительного клапана 9 (см. Паспорт 186-0000 ПС);

- закрутить регулировочную гайку предохранительного клапана

9 до положения, обеспечивающего выпуск газа из предохранительного клапана при давлении 2.1 МПа;

- затянуть контргайку регулировочной гайки предохранительного клапана.

7.1.6. Порядок и периодичность технического обслуживания изделия

Таблица 1

Пункт РЭ	Вид ТО	Периодичность, лет / часов	Персонал
3.1.4.	Оперативный диагностический контроль	перед каждым применением изделия один раз в час (при использовании изделия)	ответственный из ремонтного персонала АВС
3.1.5.	Техническое обслуживание	после каждого применения изделия	ответственный из ремонтного персонала АВС

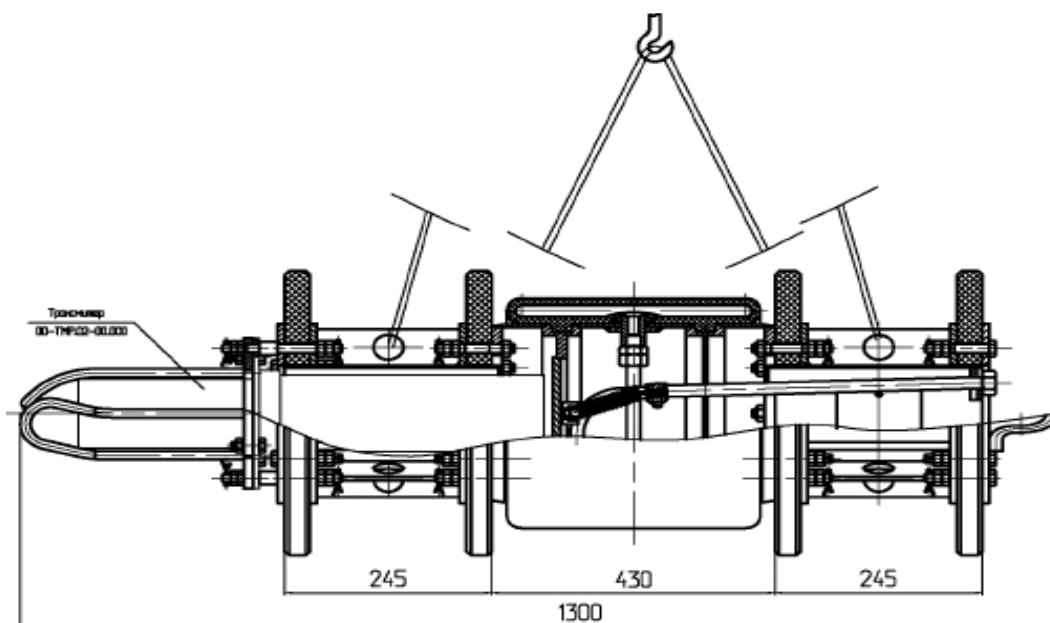


Рис. 4. Схема строповки герметизатора "КАЙМАН-500" при установке в технологическую тару

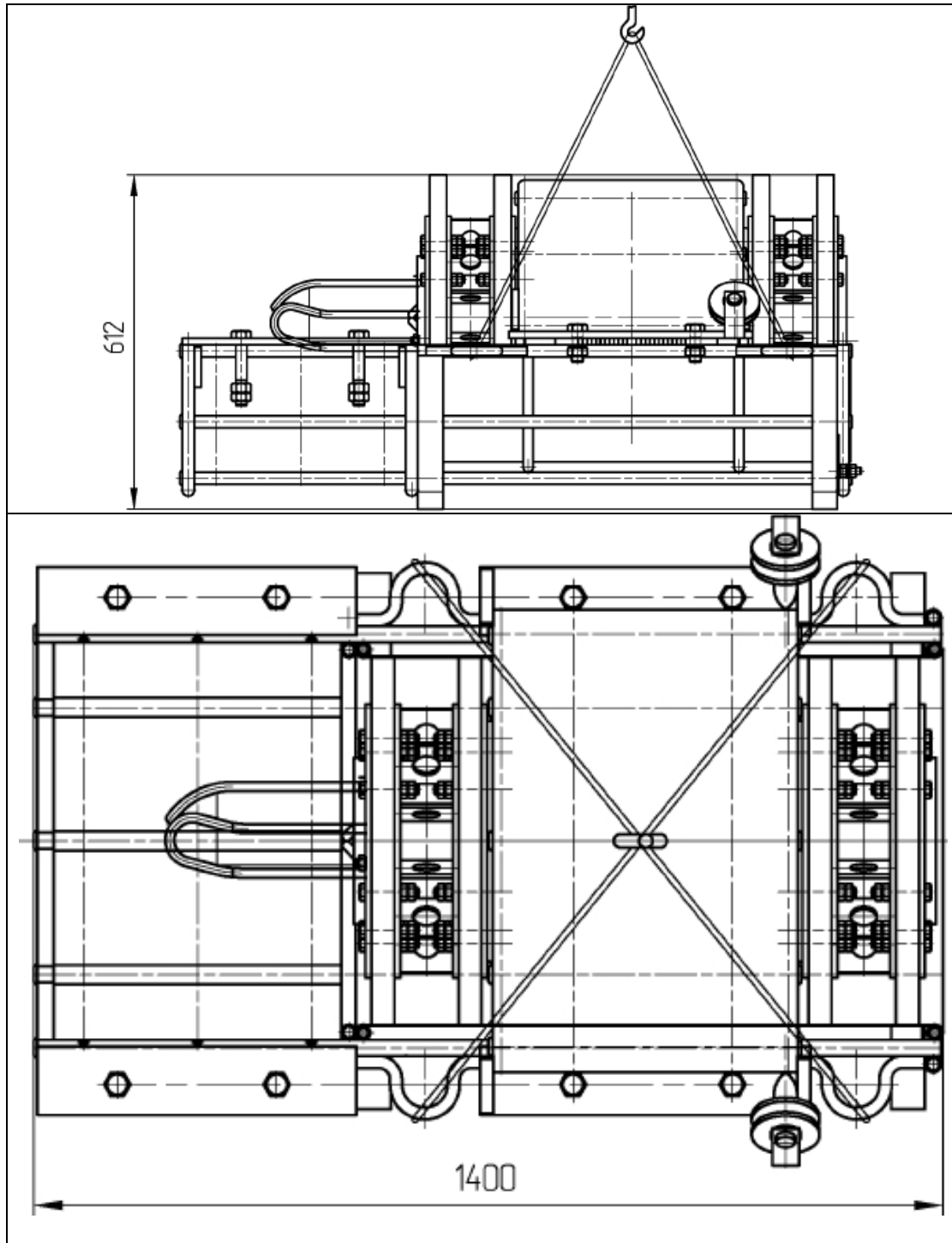


Схема строповки технологической тары с герметизатором "КАЙМАН-500" при установке во внутреннюю полость нефтепровода, транспортировании и хранении

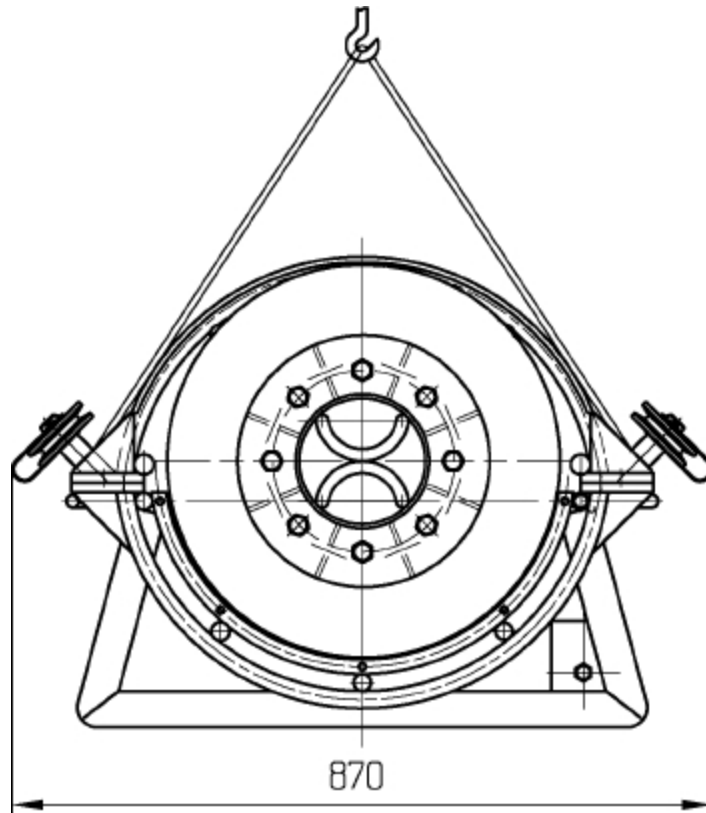
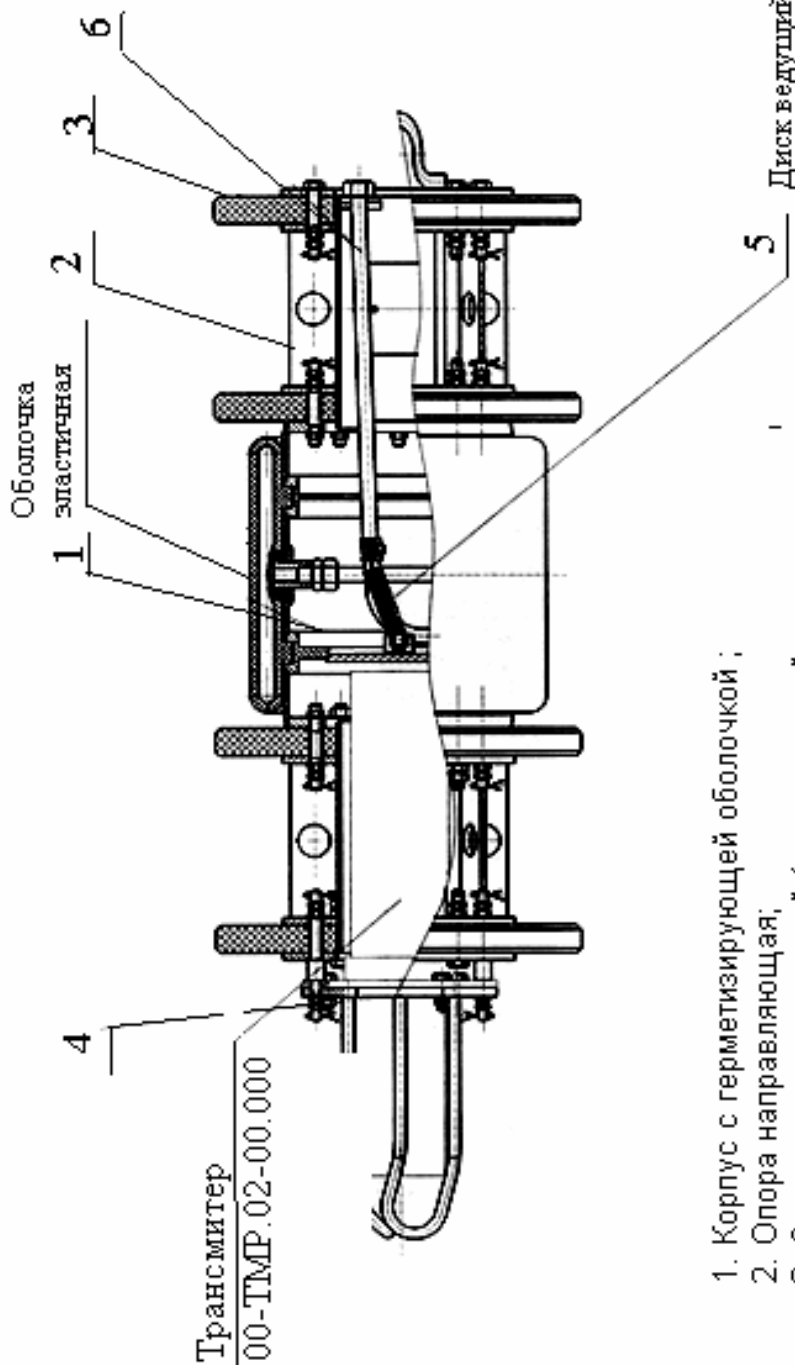


Схема строповки технологической тары с герметизатором "КАЙМАН-500" при установке во внутреннюю полость нефтепровода, транспортировании и хранении



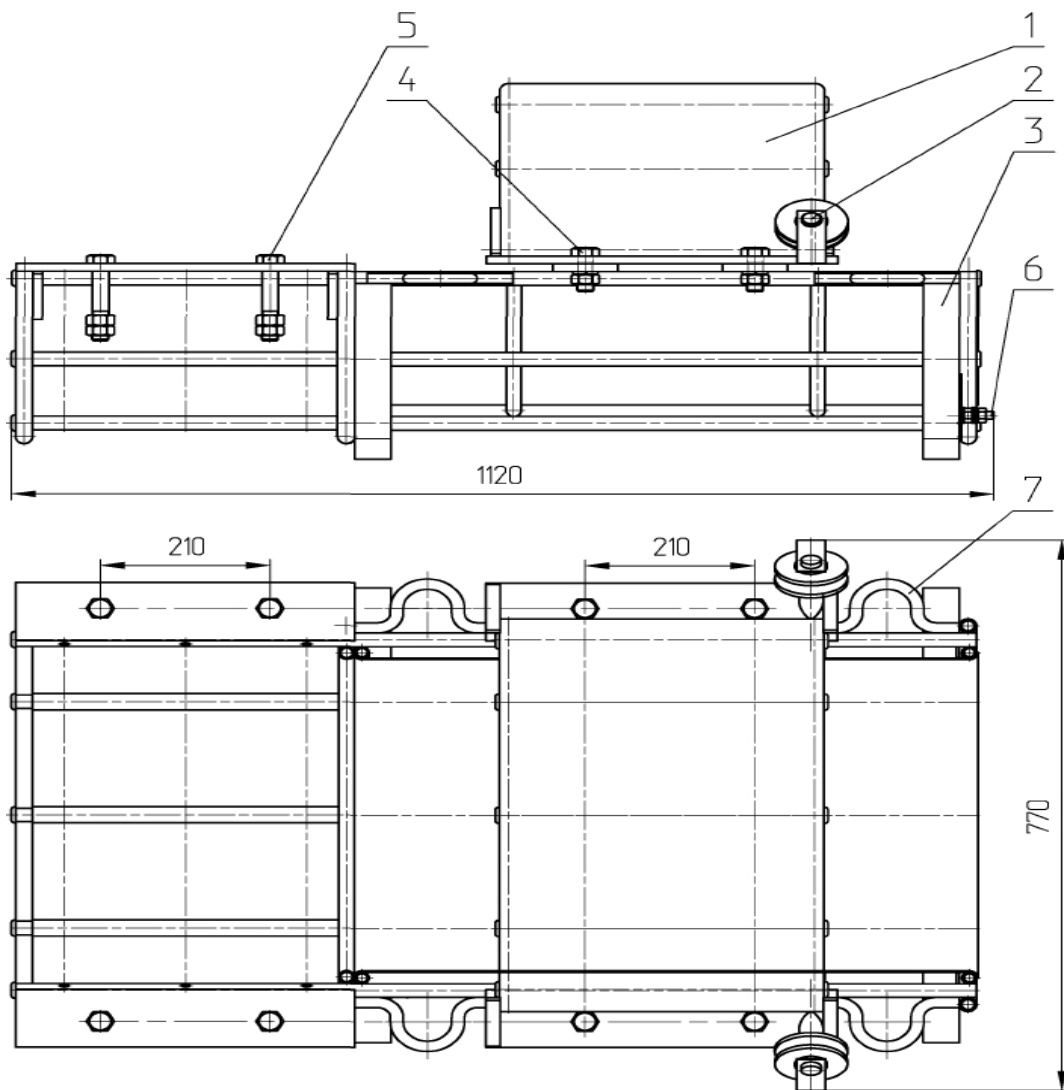
1. Корпус с герметизирующей оболочкой ;
2. Опора направляющая;
3. Элемент центрирующий (диск ведущий, произв. ОАО ЦТД "Дискан", г. Луховицы, Московская обл.;
4. Бампер;
5. Пружина;
6. Рукав низкого давления

Исполнение	Обозначение	Кол.
Кайман - 400	20СКР.01.-00.001-01	4

* Диски ведущие 20-СКР.01-00.001, применяемые в качестве центрирующих элементов в герметизаторе "Кайман-500" перед установкой на изделие должны быть обязательно обработаны по наружному диаметру до диаметра 49,5 мм

Общий вид технологической тары герметизатора «Кайман»

- 1. Кожух защитный; 2. Блок кожуха; 3. Поддон нижний; 4. Болт М20*55, Шайба 20 65Г 029, Гайка М20; 5. Болт М20*120, Гайки М20
6. Зажим заземляющий ЗБ-С-12*45-3 ГОСТ 21130-75; 7. Проушина**



Общий вид технологической тары герметизатора «Кайман»

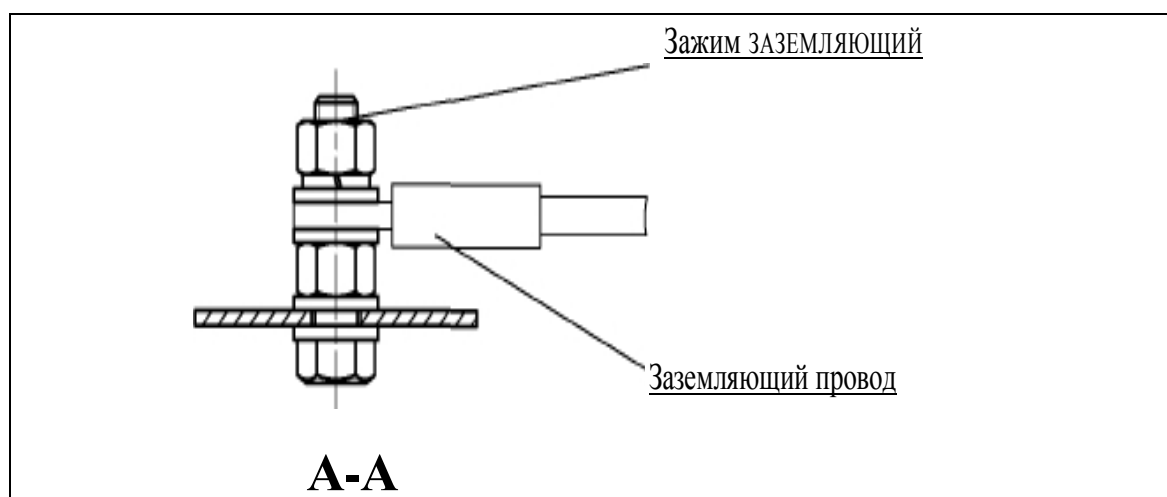
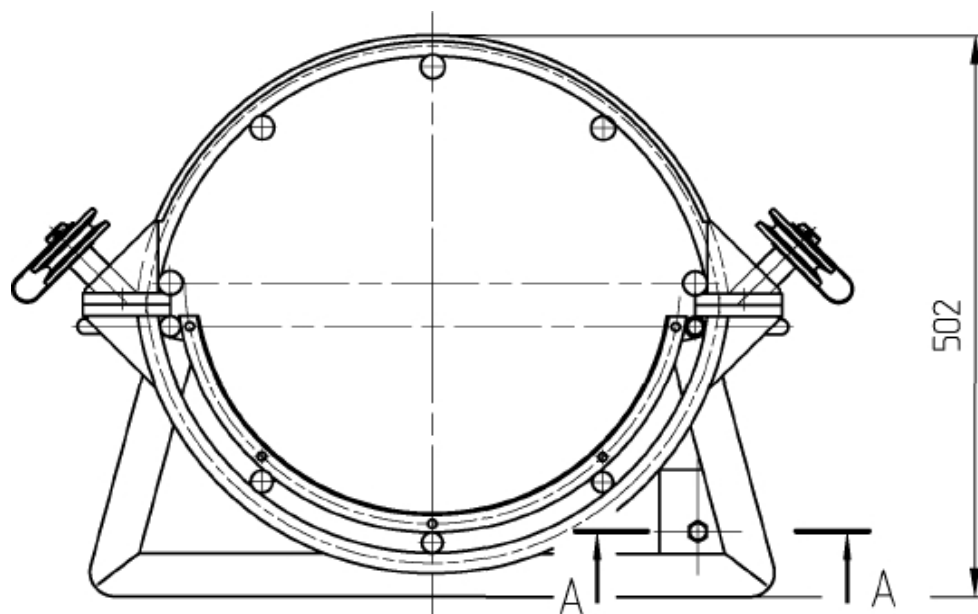


Схема запасовки герметизатора «Кайман» в нефтепровод

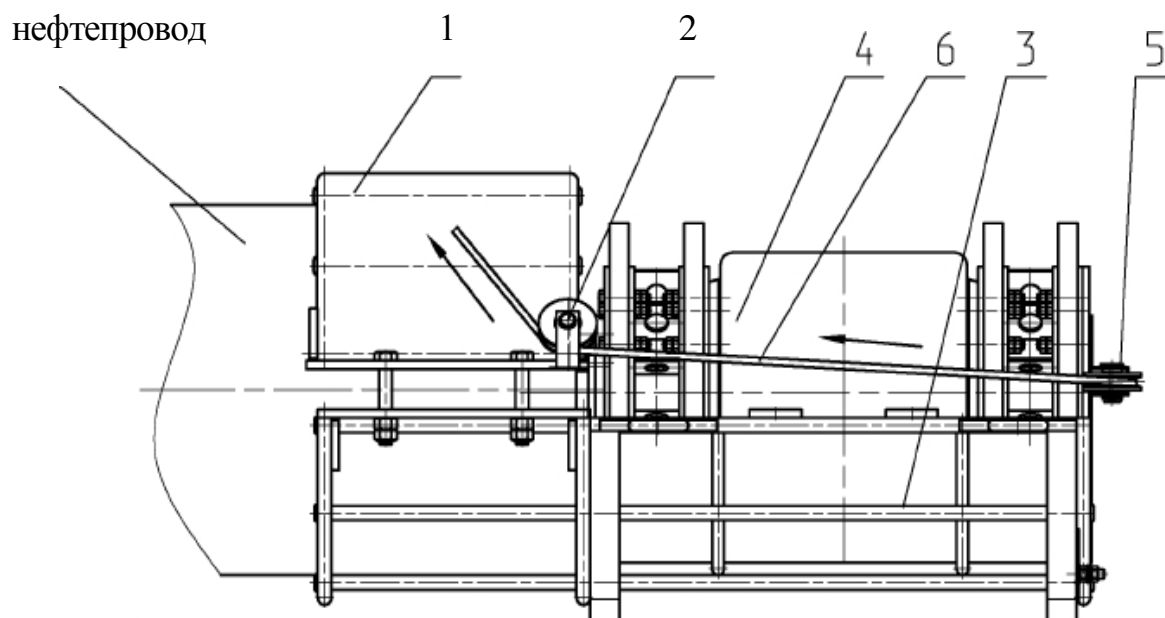


Рис.1

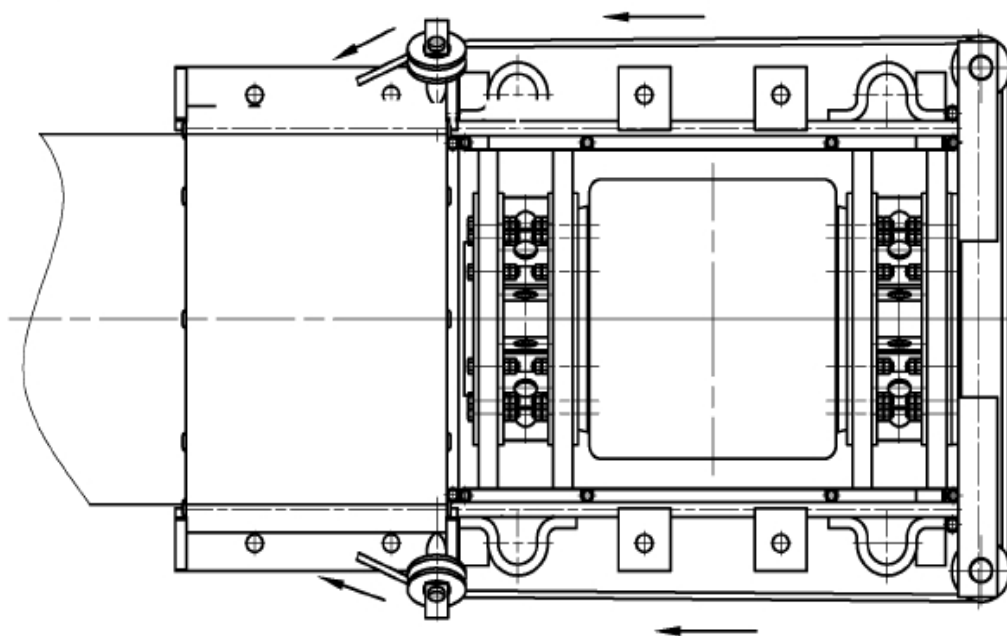


Рис. 2. Схема запасовки герметизатора «Кайман» в нефтепровод:
 1 - кожух защитный; 2 - блок кожуха; 3 - поддон нижний; 4 - герметизатор "КАЙМАН"; 5 - устройство направляющее; 6 - трос, канат

Схема запасовки герметизатора «Кайман» в нефтепровод

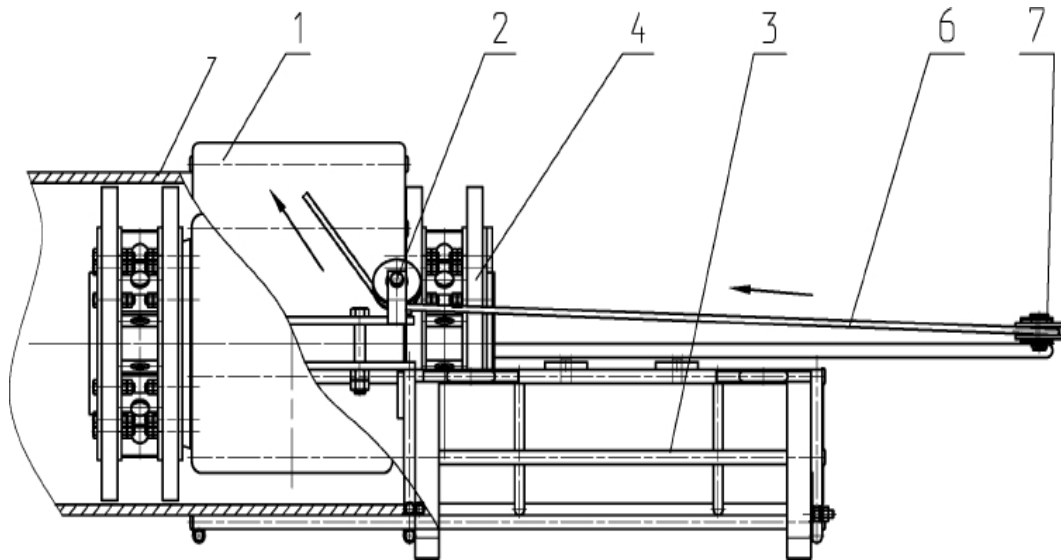


Рис. 3. Схема запасовки герметизатора «Кайман» в нефтепровод:
1 - кожух защитный; 2 - блок кожуха; 3 - поддон нижний; 4 - герметизатор "КАЙМАН"; 5 - устройство направляющее; 6 - трос, канат; 7 - удлинитель

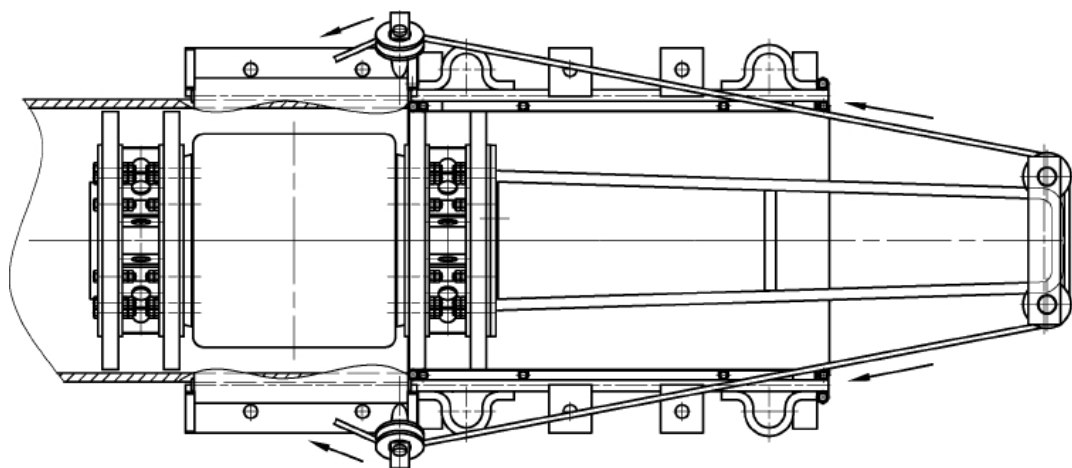
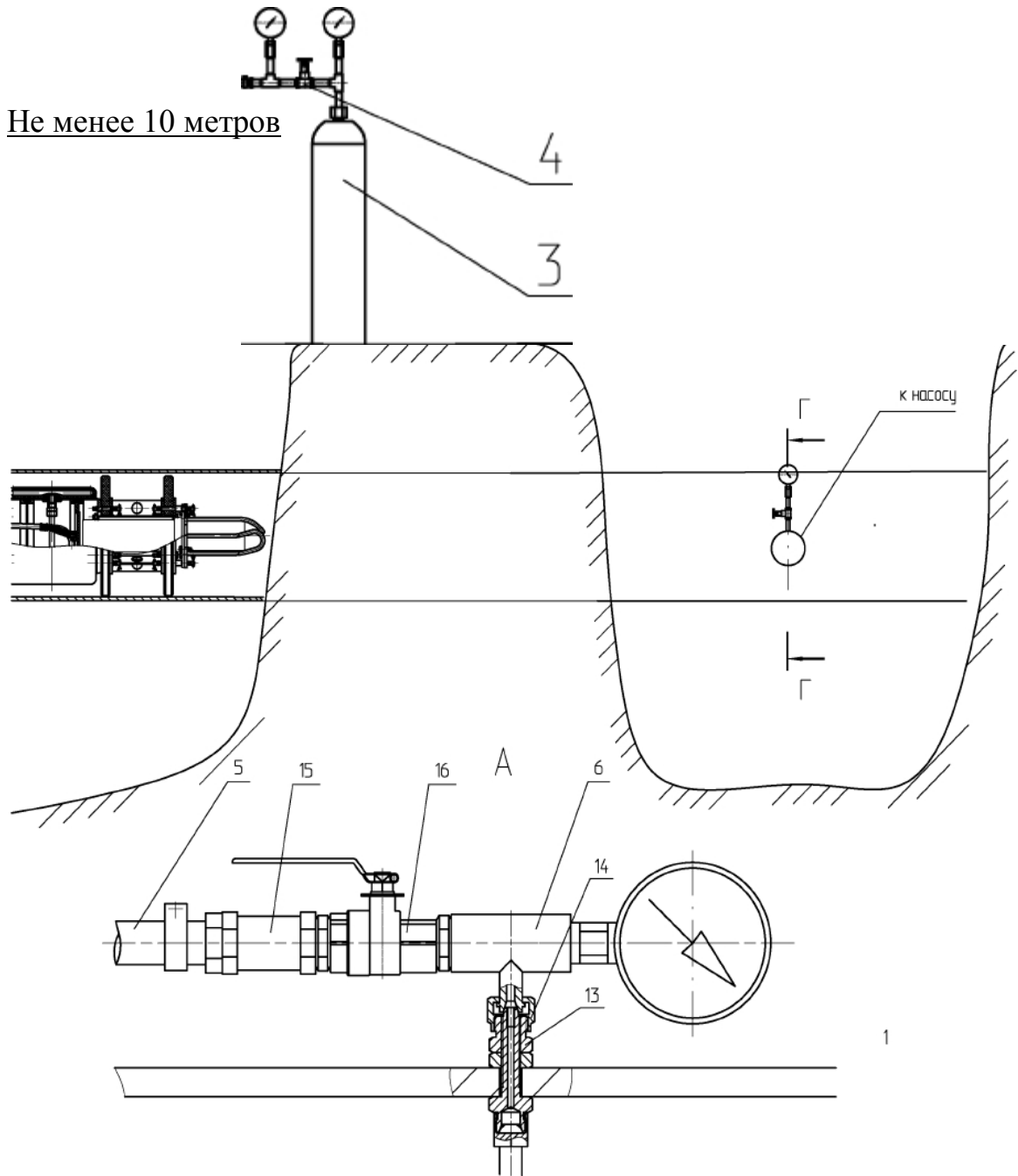
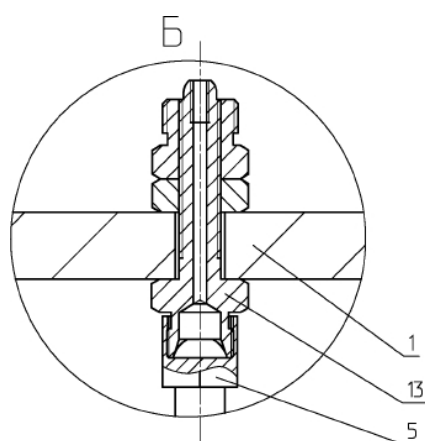
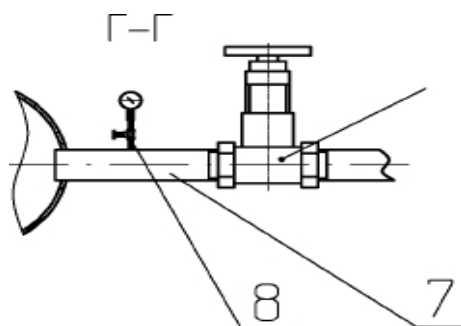


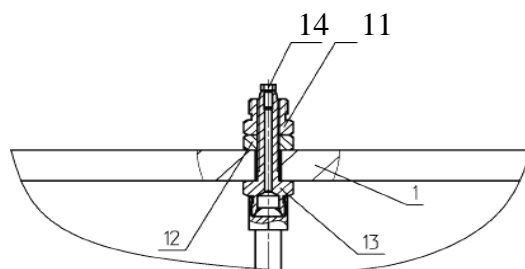
Рис. 4

Герметизатор «Кайман» для перекрытия полости нефтепровода



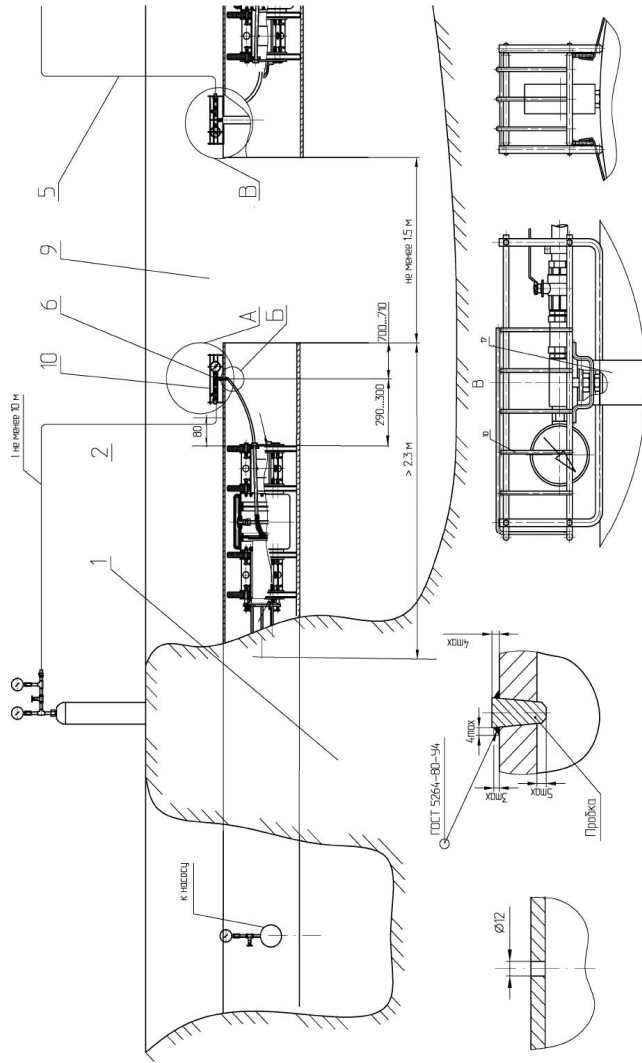


Д



1. Нефтепровод; 2. Герметизатор "Кайман"; 3. Баллон ГОСТ 949-73 со сжатым воздухом;
4. Редуктор баллонный (типа БКО-50); 5. РНД 8.20.10000.11.М16x15 (10 м, не менее);
6. Узел подключения; 7. Отвод с задвижкой; 8. Штуцер с манометром; 9. Ремонтный котлован;
10. Кожух; 11. Гайка; 12. Гайка регулировочная; 13. Штуцер; 14. Болт закрывающий; 15. Обратный клапан G1/2" Evrastop; 16. Шаровой кран "Bagatti" со спускным отверстием Ду15 Ру40; 17. Ленточная стропа.

Схема установки герметизаторов



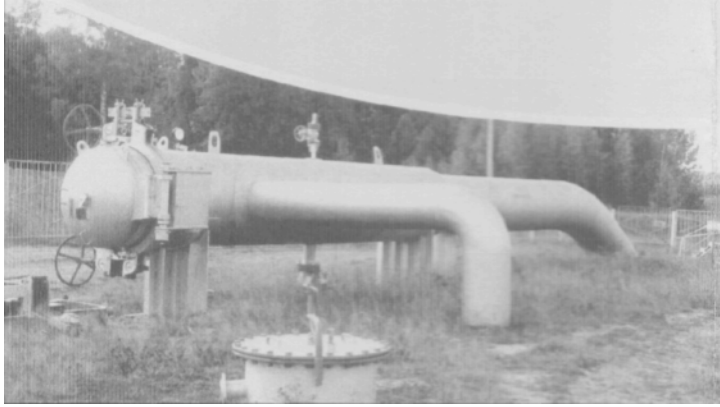


Рис. 4. Камер приёма-пуска СОД

8. Учебно-методическое обеспечение дисциплины