

ОАО ИНЖЕНЕРНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
«СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА»

36 6713



**УСТАНОВКА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ МОБИЛЬНАЯ
УЗМ**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

339.00.00.000 РЭ

Г.Тюмень

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на установку измерительную мобильную УЗМ (далее установка) и содержит сведения о конструкции, принципе действия, основных технических характеристиках, а также указания, необходимые для правильной и безопасной эксплуатации установки.

Руководство по эксплуатации содержит разделы:

1 Описание и работа изделия.....	3
1.1 Назначение изделия.....	3
1.2 Технические характеристики	4
1.3 Состав изделия.....	5
1.4 Устройство и работа	6
1.5 Маркировка, упаковка и пломбирование	12
2 Использование по назначению.....	15
2.1 Подготовка изделия к использованию.....	15
2.2 Использование изделия.....	17
3 Техническое обслуживание и ремонт.....	17
4 Хранение и транспортирование.....	18
Приложение А.....	20
Приложение Б.....	21
Приложение В.....	22
Приложение Г.....	24
Приложение Д.....	25
Приложение Е.....	26

Установка соответствует требованиям ТУ 3667-014-12530677-98 «Установка измерительная мобильная УЗМ».

К монтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту установки и ее составных частей допускается персонал, прошедший инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и ознакомленный с требованиями настоящего руководства по эксплуатации.

К техническому обслуживанию измерительной части установки допускаются инженерно-технический работник или слесарь КИПиА не ниже пятого разряда, имеющие навыки в работе с персональным компьютером, знающие основные принципы работы расходоизмерительной техники и изучившие настоящее руководство по эксплуатации.

К настоящему документу приложены:

- Установка измерительная мобильная УЗМ. Монтажный чертеж. 339.00.00.000 МЧ;
- Установка измерительная мобильная УЗМ. Схема электрическая соединений и подключения. 339.00.00.000 ЭО;
- Установка измерительная мобильная УЗМ. Перечень элементов 339.00.00.000 ПЭО;
- Блок технологический. Схема электрическая принципиальная. 339.01.00.000ЭЗ;

- Блок технологический. Перечень элементов. 339.01.00.000ПЭЗ;
- Блок контроля и управления. Схема электрическая принципиальная.339.02.00.000ЭЗ;
- Блок контроля и управления. Перечень элементов. 339.02.00.000ПЭЗ;
- Шкаф электрооборудования. Схема электрическая принципиальная. 339.02.01.000ЭЗ;
- Шкаф электрооборудования. Перечень элементов. 339.02.01.000ПЭЗ.

1 Описание и работа изделия

1.1 Назначение изделия

1.1.1 Установка измерительная мобильная УЗМ 339.00.00.000 предназначена для измерения в автоматическом режиме расхода жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин.

1.1.2 Областью применения установки являются системы герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах.

1.1.3 В установке рабочей средой является смесь нефти, воды и газа со следующими параметрами:

- рабочее давление, МПа до 4,0;
- температура, °С..... от плюс 5 до плюс 75;
- кинематическая вязкость жидкости, м²/с.....от 1· 10⁻⁶ до 120· 10⁻⁶;
- плотность жидкости, кг/м³.....от 760 до 1200;
- газосодержание, приведенное к стандартным условиям, м³/тот 4 до 200;
- содержание воды, %до 98;
- содержание агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию металла свыше 0,3 мм/годне допускается.
- содержание сероводорода, %, не более.....2.

1.1.4 Установка предназначена для эксплуатации в условиях нормированных для УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150, но для диапазона температур от минус 40 до плюс 40 °С. По спец заказу - диапазон температур от минус 50 до плюс 40 °С.

1.1.5 Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности. Определение категории помещений и зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»:

- блока технологического установки – А,
- блока контроля и управления установки – Д.

Степень огнестойкости помещения блока технологического установки –IV согласно СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического – В-1а, класс взрывоопасной зоны в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от устройства для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции блока технологического – В-1г согласно гл.7.3.«Правил устройства электроустановок ПУЭ» (далее ПУЭ).

Блок технологической установки предназначен для применения во взрывоопасных зонах согласно гл.7.3. ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории IIА групп Т1, Т2, Т3 по ГОСТ Р 51330.5-99, ГОСТ Р 51330.11-99.

Блок контроля и управления установки размещен за пределами взрывоопасной зоны.

1.1.6. Трубопроводы установки, предназначенные для подключения нефтяных скважин, относятся к группе Б категории I для давления 4,0МПа по ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Основные показатели установки

1.2.1.1 Рабочее давление технологической части установки, МПа.....4,0.

1.2.1.2 Диапазон измерения расхода жидкости, т/сут..... от 1 до 400;
(по спецзаказу)от 1 до 800.

1.2.1.3 Диапазон измерения расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м³/сут..... от 40 до 80000.

1.2.1.4 Пределы относительной погрешности установки при измерении, %:

- массового расхода жидкости.....± 1,5;

- объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям.....± 5,0.

1.2.1.5 Пределы относительной погрешности установки при измерении массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %:

до 70 %.....± 6,0;

от 70 до 95 %.....± 15,0.

Примечание - На показания установки не влияют:

- изменение температуры измеряемой среды в диапазоне от +5 до +75 °С;

- изменение давления рабочей среды от 0,1 до 4,0 МПа;

- изменение температуры воздуха внутри блоков установки в пределах от +5 до +35 °С;

- изменение напряжения питания в пределах от 198 до 242 В.

1.2.1.6 Потребляемая мощность от внешнего источника (см. п. 1.10.7), не более, кВт·А..... 6,5.

1.2.1.7 Питание установки должно осуществляться от трехфазной сети переменного тока с параметрами:

- линейное напряжение, В.....380;

- фазное напряжение, В.....220;

- частота, Гц.....50;

- допустимые колебания напряжений, %..... от плюс 10 до минус 10;

- допустимые колебания частоты, Гц..... от плюс 1 до минус 1.

1.2.1.8 Габаритные размеры установки, мм, не более:

- длина.....10090;

- ширина.....2825;

- высота.....3900.

1.2.1.9 Масса установки, кг, не более.....10000;

1.2.2 Общий вид установки приведен в приложении А (рисунок А.1).

1.2.3 Установка относится к восстанавливаемым, многоканальным и многофункциональным изделиям. Режим работы установки – периодический.

1.2.4 Средняя наработка на отказ, ч, не менее.....5000;

1.2.5 Среднее время восстановления, ч, не более.....2;

1.2.6 Средний срок службы, при соблюдении требований п. 1.1.3, установки до капитального ремонта, лет, не менее.....6;

1.2.7 Средний срок службы, при соблюдении требований п. 1.1.3, установки, лет, не менее.....10.

1.3 Состав изделия

1.3.1 Состав установки приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование изделия	Обозначение изделия	Количество
Установка измерительная мобильная УЗМ в составе:		
Блок технологический	339.01.00.000	1
Блок контроля и управления	339.02.00.000	1
Прицеп-шасси	ИшМз-8574-01*	1
Комплект монтажных частей	339.60.00.000	1
Комплект запасных частей	339.61.00.000	1
«Рекомендация. ГСИ. Установка измерительная групповая Спутник.М. Установка измерительная мобильная УЗМ. Методика поверки утвержденная ВНИИР.		1
Комплект эксплуатационной документации согласно ведомости эксплуатационных документов	339.00.00.000 ВЭ	1
*Доп. замена на аналогичный прицеп		

1.4 Устройство и работа

1.4.1 В принцип работы установки заложен гидростатический метод измерения массы, основанный на зависимости гидростатического давления P , столба жидкости высотой H , от плотности жидкости ρ

$$P = \rho \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

где g - ускорение свободного падения.

Для измерения объемного расхода газа используется метод замещения – «метод PVT» (давление \times объем \times температура).

1.4.2 Работа установки в автоматическом режиме по измерению дебита нефтегазовых скважин происходит следующим образом (см. приложение Б, рисунок Б.1):

Исходное состояние – краны шаровые КШ1...КШ21 закрыты. Вручную открыть кран КШ1. Установка в этом состоянии включена на подачу жидкости в коллекторную линию минуя замерный узел. Открыть краны шаровые КШ5, КШ8, КШ10, КШ12, КШ15, КШ17, КШ18, КШ19.

Плавное открытие крана шаровой КШ2, закрыть КШ1 и открыть КШ6. Кран шаровой КЭ1 должен быть вручную установлен в положение «Открыто 1», при котором отсепарированный газ под давлением сепарации направляется в сборный коллектор.

При включении напряжения питания, контроллер БУИ переводит кран КЭ1 в положение «Открыто 2», при котором жидкость из емкости С1 вытесняется в сборный коллектор. Через интервал времени Δt при условии, что уровень жидкости находится ниже датчика уровня У1, контроллер БУИ переводит кран КЭ1 в положение «Открыто 1». В течение 1-2 секунд после переключения КЭ1 в положение «Открыто 1» контроллером БУИ фиксируются начальные значения показаний датчиков дифференциального давления (ВР2 – J_{10} и ВР3 – J_{20}).

Жидкость из подключенной скважины через затвор обратный поворотный КО1, кран шаровой КШ2 поступает в устройство предварительного отбора газа УПОГ1, в котором происходит предварительное отделение газа от жидкости, затем в емкость С1, где осуществляется окончательное разделение жидкости и нефтяного газа. Уровень жидкости в емкости в это время находится ниже датчика уровня У1.

При достижении жидкостью датчика уровня У1 контроллером БУИ фиксируется гидростатическое давление ΔP столба жидкости в емкости по величине тока J_1 (мА) датчика разности давлений ВР2 и с этого момента начинается отсчет времени измерения τ_1 , с.

При достижении уровня жидкости конечного выключателя У3 фиксируется время измерения τ_1 и гидростатическое давление столба жидкости ΔP_2 (значение выходного тока J_3 (мА) датчика разности давлений ВР2). Также при срабатывании конечного выключателя У3, контроллером БУИ фиксируются конечные значения показаний датчиков дифференциального давления (ВР2 – J_{13} и ВР3 – J_{23}), фиксируются значения выходных сигналов J_{P1} (мА) датчика давления ВР1 и $J_{tжс}$ (мА) датчика температуры жидкости ВК1.

Дебит скважины по жидкости $Q_{ж}$, т/сут, определяется по формуле

$$Q_{ж} = \frac{((J_3 - J_1) \cdot K_n + V \cdot \rho_g) \cdot 3600 \cdot 24}{\tau_1}, \quad (2)$$

где K_n - статический коэффициент преобразования датчика дифференциального давления ВР2, т/мА, определяется при настройке блока технологического;

V – калиброванный объем емкости С1 (между У1 и У2 объем V_1 , между У1 и У3 объем V_2), определяется при калибровке установки и заносится в память контроллера БУИ, м³;

ρ_g – плотность газа в рабочих условиях, вычисляется контроллером БУИ по плотности газа в стандартных условиях, занесенной в память контроллера БУИ оператором, и измеренных значений давления и температуры в емкости С1, т/м³.

Плотность жидкости $\rho_{ж}$ определяется по формуле

$$\rho_{ж} = ((J_{13} - J_{10}) - (J_{23} - J_{20})) \cdot K_p + \rho_g, \quad (3)$$

где K_p - статический коэффициент преобразования разницы приращений показаний датчиков дифференциального давления ВР2 и ВР3 в плотность жидкости, т/м³·мА, определяется при настройке блока технологического.

После наполнения емкости, кран шаровой КЭ1, по команде с контроллера БУИ, переключается в положение «ОТКРЫТО 2», что означает (СЛИВ ЖИДКОСТИ), и жидкость начинает вытесняться из емкости С1, поступающим из скважины газом. Измерение дебита газа выполняется по принципу «замещения объемов».

Объемы емкости V_1 между конечными выключателями У1, У3, и V_2 между конечными выключателями У1, У2 определены при настройке установки и указаны в паспорте.

В процессе вытеснения газом жидкости, фиксируется время вытеснения τ_2 , с, и в конце слива (срабатывание конечного выключателя У1) значение избыточного давления P (МПа) и температуры газа t_g в емкости С1.

Дебит скважины по газу Q_g'' , м³/ч, вычисляют по следующей формуле

$$Q_g'' = 2893,17 \times \frac{V \cdot 3600 \cdot 24}{\tau_2} \times \frac{P + 0,101325}{(273,15 + t_g) \cdot K_a}, \quad (4)$$

где V - объем емкости между конечными выключателями (между У1 и У2 объем V_1 , между У1 и У3 объем V_2), м³;

K_a - коэффициент сжимаемости газа.

1.4.3 Управление процессом (переключение скважин, измерения) осуществляется контроллером БУИ автоматически. Управление циклом (налив, опорожнение) осуществляется при помощи трехходового управляемого шарового крана КЭ1. Переключение крана шарового КЭ1 осуществляется путем изменения направления вращения трехфазного электродвигателя, смонтированного на шаровом кране. Время работы двигателя не более 5 с.

Управление процессом измерения происходит в следующей последовательности:

Кран шаровой КЭ1 переводится в положение «ОТКРЫТО 1», что соответствует состоянию «НАЛИВ» - измерение расхода жидкости. При этом фиксируются начальные значения показаний датчиков дифференциального давления (ВР2 – J_{10} и ВР3 – J_{20}).

В момент срабатывания конечного выключателя У1 (контакт замкнут) включается счетчик времени и фиксируется значение выходного сигнала J_1 (МА) датчика разности давлений ВР2.

В момент срабатывания конечного выключателя У3 (контакт замкнут) фиксируется время τ_1 и значение выходного сигнала J_3 (МА), датчика разности давлений ВР2. Фиксируются конечные значения показаний датчиков дифференциального давления (ВР2 – J_{13} и ВР3 – J_{23}), значения выходных сигналов J_{P1} (МА) датчика давления ВР1 и $J_{Tж}$ (МА) датчика температуры жидкости ВК1.

Через промежуток времени, равный $0,1 \tau_1$, после срабатывания конечного выключателя У3, кран шаровой КЭ1 переключается в положение «ОТКРЫТО 2», что соответствует состоянию «СЛИВ» - измерение расхода газа.

В момент срабатывания конечного выключателя У3 (контакт разомкнут) включается счетчик времени.

В момент срабатывания конечного выключателя У1 (контакт разомкнут) фиксируется время слива, τ_3 (с), и фиксируются значения выходных сигналов J_{P1} (МА) датчика давления ВР1 и J_{T1} (МА) датчика температуры ВК3.

Через промежуток времени, равный $0,1 \tau_3$, после срабатывания конечного выключателя У1, кран шаровой КЭ1 переводится в положение «ОТКРЫТО 1», измерения повторяются.

Измерения выполняются автоматически по программе заданного числа циклов измерений, либо по заданному времени контроля, либо по команде оператора.

1.4.4 После каждого измерения, контроллер БУИ выполняет вычисления дебита скважины по жидкости и газу по формулам (2), (3) и (4).

При известных плотностях $\rho_H^{cm.y.}$ - нефти и $\rho_B^{cm.y.}$ - воды, т/м³ при стандартных условиях и измеренных значениях температуры и давления в емкости С1, вычисляются значения плотностей нефти $\rho_H = f(\rho_H^{cm.y.}, t_{ж}, P)$ и воды $\rho_B = f(\rho_B^{cm.y.}, t_{ж}, P)$, т/м³ при рабочих условиях. Вычисляются дебиты скважины по нефти Q_H и по воде Q_B , т/сут, по следующим формулам

$$Q_H = Q_{ж} \times \frac{(\rho_B - \rho_{ж}) \cdot \rho_H}{(\rho_B - \rho_H) \cdot \rho_{ж}}, \quad (5)$$

$$Q_B = Q_{Ж} - Q_H \quad (6)$$

После завершения измерений в автоматическом режиме, или в процессе измерений по требованию оператора, контроллер БУИ вычисляет среднее значение дебита скважины по каждой фазе ($Q_{ж}$, $Q_{н}$, $Q_{в,г}$), т/сут; ($Q_{г}$) м³/сут по формуле

$$Q_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n}, \quad (7)$$

где Q_i - дебит i -го измерения, т/сут; м³/сут;

n - количество циклов измерения.

Среднее значение по дебиту жидкости, газа, нефти, воде хранится в памяти контроллера БУИ.

1.4.5 В технологическую схему установки дополнительно установлены счетчик газа вихревой СВГ.М и поточный влагомер сырой нефти ВСН-2-50-100, обеспечивающие альтернативные методы измерений расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям и объемного влагосодержания сырой нефти.

Текущая информация о водосодержании отображается на блоке обработки влагомера и одновременно регистрируется и архивируется в контроллере БУИ.

1.4.6 Блок технологический и блок контроля и управления выполнены в виде блок-контейнеров и размещены на прицеп-шасси типа ИшМз 8574-01, для транспортирования установки по дорогам с твердым или грунтовым покрытием.

1.4.7 Блок контроля и управления включает в себя:

- шкаф электрооборудования;
- контроллер БУИ;
- блок БКТ.М (из состава СВГ.М), блок обработки данных (из состава ВСН), БСП (из состава СТМ-30-50).

В шкафу электрооборудования размещаются элементы коммутации (пускатели, автоматические выключатели и блоки клеммных зажимов) и электрические аппараты, обеспечивающие электропитанием от сети переменного тока напряжением 220/380В электрооборудование, размещенное в блоке технологическом и блоке контроля и управления.

1.4.8 В блоке контроля и управления размещается рабочее место оператора для выполнения работ по периодическому обслуживанию установки.

1.4.9 Блок контроля и управления также имеет встроенную систему обогрева из двух печей электронагревательных ПЭТ, обеспечивающую температурный режим воздуха внутри в пределах от плюс 5 до плюс 20 °С при отрицательных температурах наружного воздуха.

Блок контроля и управления обеспечивает:

-электрическое питание КИПиА, установленных в блоке технологическом;

-управление и электрическое питание силового электрооборудования.

Контроллер БУИ блока управления и измерений производит:

-прием сигналов с датчиков избыточного давления и разности давлений, температуры и трех конечных выключателей уровнемера;

-обработку сигналов по заданному в программе алгоритму и вычисление расхода по жидкости и газу контролируемой скважины;

-передачу информации о параметрах измеряемой среды и нештатной ситуации на встроенный дисплей контроллера БУИ и на верхний уровень по стандартному интерфейсу RS 485 (RS 232);

-сохранение в памяти информации о результатах измерений, полученных в автоматическом режиме в течение последних трех месяцев.

1.4.10 Программное обеспечение контроллера БУИ позволяет без дополнительных технических средств осуществлять:

-автоматическое управление процессом измерения;

-отображение информации о процессе измерения, вычисления и измеренных параметров на дисплее контроллера БУИ.

Принцип действия, технические характеристики контроллера БУИ изложены в 337.02.02.100РЭ «Контроллер БУИ. Руководство по эксплуатации».

1.4.11 Составные части блока технологического приведены в приложении В (рисунок В.1).

В блоке технологическом обеспечивается:

-отделение свободного газа из смеси;

-измерение гидростатического давления жидкой фазы при помощи датчиков дифференциального давления;

-измерение избыточного давления и температуры рабочей среды при помощи датчиков;

-измерение температуры окружающего воздуха;

-визуальный контроль за наполнением сепарационной емкости.

Все узлы технологического оборудования блока технологического смонтированы на индивидуальных опорных рамах, которые приварены к основанию блока.

В блоке технологическом имеются системы отопления, освещения и вентиляции.

Для поддержания температуры воздуха в помещении блока технологического не ниже +5 °С предусмотрено автоматическое управление обогревателями.

1.4.12 Емкость сепарационная вертикальная (далее по тексту – емкость) применяется только в составе настоящей установки и предназначена для разделения продукции нефтяной скважины на две фазы: газ и жидкость (водонефтяную эмульсию).

Основные сведения о емкости сепарационной вертикальной и ее технические данные приведены в документе «Емкость сепарационная вертикальная. Паспорт сосуда, работающего под давлением».

1.4.13 Кран шаровой (далее по тексту – кран), приложение В (рисунок В.2), имеет встроенный электрогидропривод и предназначен для автоматического переключения направления потока жидкости.

1.4.13.1 Технические параметры крана:

-диаметр условного прохода, мм	100;
-диаметр отверстия в шаровой пробке, мм.....	50;
-рабочее давление, МПа, не более.....	4;
-пробное давление, МПа, не более.....	6;
-класс герметичности по ГОСТ 9544-2005.....	А;
-максимальный крутящий момент, приложенный к валу шаровой пробки, необходимый при открывании или закрывании крана вручную, Н · м (кгс·м), не более.....	50 (5);
-минимальный крутящий момент на валу шаровой пробки, при открывании или закрывании крана, развиваемый электрогидроприводом, Н · м (кгс·м), не менее.....	100(10);
-время переключения крана с электрогидроприводом при давлении рабочей среды 4,0 МПа, с, не более.....	5;
-номинальная мощность электродвигателя, кВт, не более.....	0,37;
-давление настройки предохранительных клапанов гидропривода, МПа.....	1,6 ± 0,2;
-рабочая среда гидропривода.....	масло АМГ-10 ГОСТ 6794-75;
-объем, заливаемого масла, л, не более.....	0,5;

1.4.13.2 Габаритные размеры крана указаны в приложении В (рисунок В.2).

1.4.13.3 Масса крана, кг, не более.....58.

1.4.13.4 Присоединение к трубопроводам – бугельное (быстросъемное соединение фланцев при помощи двух полухомутов).

1.4.13.5 Кран работает следующим образом. По команде контроллера БУИ включается электродвигатель 7 (см. приложение В (рисунок В.2), который приводит в движение шестерни (ведущую и ведомую) насоса 5.

Насос 5 осуществляет забор масла из бака 6 и под создаваемым избыточным давлением направляет масло по одной из трубок 12 в гидроцилиндр поршневой 8. Под воздействием потока масла, поступающего вовнутрь гидроцилиндра, поршень 2 с рейкой 10 перемещаются в одну из сторон, выдавливая (вторым поршнем) с противоположной стороны гидроцилиндра, оставшееся от предыдущего переключения, масло обратно в бак 6 по второй трубке 12. Перемещаясь горизонтально, рейка 10 вращает, находящийся с ней в зацеплении вал - шестерню 1, который (в свою очередь) связан с шаровой пробкой 15. Изменяя положение шаровой пробки 15 относительно отверстий корпуса 4 крана, изменяется тем самым направление потока жидкости и положение риски относительно надписей на табличке ОТКРЫТО 1 и ОТКРЫТО 2. При необходимости обратного переключения крана– производится включение по команде контроллера «реверса» электродвигателя в обратное положение.

Положение шаровой пробки 15 (направление потока) фиксируется при помощи датчика положения ДПЭВ 11 (далее по тексту - датчика), имеющего герконы 3 (магнитоуправляемые герметизированные контакты), размещенные в корпусе датчика 11.

По состоянию герконов (замкнут или разомкнут), определяется в каком положении ОТКРЫТО 1 или ОТКРЫТО 2 находится кран.

Замыкающее или размыкающее воздействие на герконы 3 осуществляется от постоянных магнитов 9, размещенных в теле рейки 10 гидроцилиндра 8. При перемещении рейки один геркон «размыкается» (при удалении магнита 9 от него), а другой геркон 3 «замыкается» вследствие воздействия на него противоположного магнита 9, (приблизившегося к нему).

В верхней части масляного бака 6 имеется горловина для заливки масла. В горловине установлена пробка 14 со щупом, предназначенным для определения уровня масла в баке. Система гидропривода оборудована двумя предохранительными клапанами, обеспечивающими защиту гидросистемы агрегата насосного и всего гидропривода от воздействия критического давления.

1.4.13.6. Основные сведения о датчике положений крана приведены в документе: 264.04.00.000 ПС «Датчик положений электрический взрывозащищенный ДПЭВ. Паспорт».

1.4.13.7. При эксплуатации крана необходимо контролировать герметичность фланцевых соединений, а также герметичность соединений гидропривода агрегата насосного.

При обслуживании и ремонте крана необходимо руководствоваться требованиями настоящего раздела и эксплуатационной документацией на взрывозащищенный электрический двигатель.

1.5 Маркировка, упаковка и пломбирование

1.5.1 На наружной поверхности стены блока технологического и блока контроля и управления (далее БКУ) справа от входной двери закреплена табличка, содержащая следующие данные:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа по ПР 50.2.009-94;
- знак соответствия при обязательной сертификации по ГОСТ Р 50460-92;
- код органа по сертификации, выдавшего сертификат соответствия;
- наименование и условное обозначение модификации установки;
- наименование блока;
- обозначение технических условий
- заводской номер;
- год и квартал изготовления;
- масса изделия, кг;
- объем изделия, м³;
- габаритные размеры грузового места, см.

1.5.2 На наружной поверхности стен блока технологического и БКУ нанесены манипуляционные знаки: «Место строповки», «Центр тяжести», «Схема строповки».

1.5.3 Снаружи на дверях блока технологического нанесены краской следующие надписи:

- «Категория по пожарной опасности А»;
- «Взрывоопасная зона класса В-1а»;
- «Огнеопасно»;
- «Оператор! После подключения к скважине, работай только при включенном вентиляторе!»;
- «Следи за исправностью вентиляционной системы».

1.5.4 Снаружи БКУ нанесены следующие надписи: «Ввод 380В», «Ввод от датчиков» и «Следи за исправностью вентиляционной системы».

1.5.5 На наружной поверхности емкости на видном месте закреплена табличка, содержащая следующие данные:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование и обозначение емкости;
- заводской номер;
- квартал и год изготовления;
- расчетное давление, МПа;
- рабочее давление, МПа;
- пробное давление, МПа;
- масса, кг;
- расчетная температура стенки емкости;
- клеймо ОТК.

1.5.6 Под табличкой на наружной поверхности стенки емкости нанесены ударным способом следующие надписи:

- наименование или товарный знак завода-изготовителя;
- заводской номер;
- квартал и год изготовления емкости;
- клеймо ОТК.

1.5.7 На наружной поверхности емкости нанесены следующие надписи:

- манипуляционные знаки «Центр тяжести», «Место строповки»;
- информационные надписи: масса в килограммах; габаритные размеры в сантиметрах.

1.5.8 На крышке шкафа электрооборудования закреплена табличка содержащая следующие надписи:

- наименование шкафа;
- IP 20 - степень защиты от проникновения пыли и влаги согласно ГОСТ 14254-96;
- заводской номер;
- год и квартал изготовления.

1.5.9 На передней панели контроллера БУИ нанесены следующие надписи:

- условное обозначение контроллера БУИ;
- знак утверждения типа средств измерений по ПР 50.2.009-94;
- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

На верхней панели контроллера БУИ должна быть размещена табличка с указанием:

- обозначения технических условий;
- заводского номера, года и квартала изготовления;
- степени защиты от проникновения внешних твердых предметов и воды IP40 по

ГОСТ 14254-96.

1.5.10 Взрывозащищенное оборудование блока технологического имеет маркировку взрывозащиты отвечающую требованиям ГОСТ Р 51330.0-99.

1.5.11 Все места заземления в блоках установки отмечены знаками заземления по ГОСТ 21130-75.

1.5.12 Комплект эксплуатационной документации на установку и на изделия, входящие в комплект поставки вместе с комплектом инструмента и принадлежностей и ЗИП контроллера БУИ упакован в герметичный мешок из полиэтиленовой пленки, заварен герметично и уложен в ящик с надписью «Документация здесь».

1.5.13 Изделия и детали, требующие защиты от влаги и пыли из комплекта ЗИП установки и один ключ специальный (для открывания блок-контейнеров) упакованы в полиэтиленовые мешки, заварены герметично и уложены в ящик.

1.5.14 Комплекты ЗИП, инструмента и принадлежностей составных частей установки в упаковке предприятий-изготовителей упакованы в ящик.

1.5.15 Крепежные изделия, гайки накидные и конусы из комплекта монтажных частей, колпаки и лампы светильников упакованы в ящик.

1.5.16 Ящики, с упакованной в нем документацией и изделиями перечисленными в пп. 1.5.13 – 1.5.15, размещен и закреплен в блоке технологическом.

1.5.17 Трубопроводы из комплекта монтажных частей уложены и закреплены в блоке технологическом.

1.5.18 Двери блока технологического и БКУ закрыты на замок и опломбированы.

1.5.19 Крепежные изделия для монтажа установки, в случае транспортирования её железнодорожным транспортом, уложены в ящик с запасными частями. Трубопровод сброса газа с прокладкой, скобой и крепежными изделиями закреплены в блоке технологическом. Трубопроводы 339.17.00.000 уложены и закреплены на платформе прицепа-шасси. Кабели для электрического монтажа уложены в бухту и закреплены в блоке контроля и управления. Силовой кабель уложен в ящик на прицепе-шасси.

2 Использование по назначению

2.1 Подготовка изделия к использованию

2.1.1 Меры безопасности при подготовке изделия

2.1.1.1 Работы по монтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и демонтажу установки должны производиться в соответствии с требованиями:

-ПБ 08-624-03 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

-ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

-ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

-«Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» ПТЭЭП;

-«Правил устройства электроустановок» ПУЭ;

- настоящего раздела руководства по эксплуатации и эксплуатационной документации на составные части установки.

2.1.1.2 Взрывобезопасность блока технологического обеспечивается применением взрывозащищенного электрооборудования группы II, температурного класса Т3, Т4, Т6 с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». Все взрывозащищенное электрооборудование имеет Свидетельства о взрывозащите, соответствует требованиям ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.1-99 и предназначено для применения во взрывоопасных зонах в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты, требованиями гл.7.3. «Правил устройства электроустановок» ПУЭ, гл.3.4 «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» ПТЭЭП, других нормативных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах, и настоящего руководства по эксплуатации.

2.1.2 Порядок размещения, монтажа и подготовки к эксплуатации

2.1.2.1 При транспортировании установки до места эксплуатации в разобранном виде произвести монтаж блоков на шасси в соответствии с приложением Д и приложением Е. При этом необходимо оба блока (технологический, контроля и управления) присоединить к основанию на шасси прицепа с помощью сварки ГОСТ 5264-80 в двух местах длиной 60 мм каждое, обеспечив надежное электрическое соединение.

2.1.2.2 Осуществить внешний осмотр блоков установки с целью выявления внешних неисправностей или повреждений поверхности стеновых панелей, удостовериться в сохранности пломб и исправности запирающих устройств на дверях блоков.

2.1.2.3 Для производства работ разместить установку на ровной площадке, согласно приложения Г (рисунок Г.1) на расстоянии не более 25 м от контролируемой скважины и не более 50 м от источника электроэнергии. При этом минимально допустимое расстояние до контролируемой скважины, других наружных взрывоопасных установок и помещений со взрывоопасными зонами принимать в соответствии с требованиями главы 7.3 ПУЭ.

ВНИМАНИЕ: УСТАНОВИТЬ ПРИЦЕП-ШАССИ В ОБЯЗАТЕЛЬНОМ ПОРЯДКЕ НА ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА ОПОРНЫЕ ДОМКРАТЫ И ПРОИЗВЕСТИ ЗАТОРМАЖИВАНИЕ СТОЯНОЧНЫМ ТОРМОЗОМ.

Подключение установки на производственной площадке должно выполняться в соответствии с прилагаемым к настоящему руководству монтажным чертежом 339.00.00.000 МЧ, при помощи гибких трубопроводов из комплекта монтажных частей установки.

2.1.2.4 Электрическое подключение установки выполнить в соответствии со схемой электрической соединений и подключения 339.00.00.000 Э0 и приложением Е.

Подключение произвести при помощи переносного кабеля с заземляющим проводником. Заземляющий проводник кабеля подсоединить к заземляющему контакту (клемме) источника питания. Сопротивление заземляющего проводника должно быть не более 4 Ом. Проверить наличие напряжения в блоке электрооборудования. Прокладку кабелей осуществлять согласно ПУЭ.

2.1.2.5 При первом использовании изделия, распломбировать и вскрыть входные двери блоков, проверить комплектность установки по эксплуатационной документации.

2.1.2.6 Снять транспортные заглушки с внешних торцов трубопроводов блока технологического.

2.1.2.7 Осуществить расконсервирование поверхностей фланцев затворов обратных поворотных и выходных трубопроводов с помощью ветоши, смоченной уайт-спиритом ГОСТ 3134-78.

2.1.2.8 При необходимости прогреть помещение блока технологического и блока БКУ до температуры не ниже 5 °С.

2.1.2.9 Проверить наличие индустриального масла И-12А ГОСТ 20799-88 в кармане датчиков температуры и наличие масла АМГ-10 ГОСТ 6794-75 в баке шарового крана и при необходимости долить.

2.1.2.10 После подключения блока технологического к скважине необходимо произвести гидравлическое испытание на герметичность технологического оборудования установки.

Продолжительность испытания на герметичность определяется временем осмотра трубопроводов и проверки герметичности разъемных соединений.

В качестве контрольного прибора может использоваться манометр МН1 (Приложение В, рисунок В.1).

Падение давления в технологических трубопроводах, а также течи и отпотевания в стыковых соединениях не допускаются.

2.1.2.11 После удовлетворительных результатов гидравлического испытания необходимо произвести проверку работы электрических приборов и систем блока технологического и блока БКУ в режиме ручного управления в следующем порядке:

- убедиться в наличии отметки в паспорте на клапан предохранительный о последней регулировке пружины на требуемое давление настройки;

- произвести пробное включение гидроэлектропривода крана шарового КЭ1 (приложение В), двигателя вентилятора, обогревателей, светильников, датчиков давления и температуры (ВР1;ВР4;ВК1...ВК3), конечных выключателей уровнемера (У1,У2,У3) и при необходимости произвести перефазировку подключения установки.

2.2 Использование изделия

2.2.1 ВНИМАНИЕ: ПЕРЕД ВХОДОМ В ПОМЕЩЕНИЕ БЛОКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НЕОБХОДИМО ВКЛЮЧИТЬ НА 20 МИНУТ ВЕНТИЛЯТОР! При длительном пребывании персонала внутри блока технологического вентилятор должен работать непрерывно.

2.2.2 При отсутствии электроэнергии, вентиляция блока технологического обеспечивается открыванием двух дверей.

2.2.3 Установка не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала и обеспечивает свою работу в автоматическом режиме.

2.2.4 Перечень выводимой информации на экран дисплея БУИ или компьютера (на верхнем уровне), формы отчетных документов приведены в 337.02.02.100 РЭ «Контроллер БУИ. Руководство по эксплуатации».

3 Техническое обслуживание и ремонт

3.1 Вскрытие и ремонт взрывозащищенного оборудования и приборов допускается производить при отключенном напряжении специально обученным лицом и имеющим допуск на право производства работ.

3.2 ЗАПРЕЩАЕТСЯ: ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО УСТРАНЕНИЮ ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ БЛОКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИ НАЛИЧИИ В НИХ ДАВЛЕНИЯ.

3.3 Техническое обслуживание блока технологического осуществляется во время эксплуатации в следующей последовательности:

- проверка технического состояния блок-контейнера;
- проверка герметичности фланцевых соединений, технологического оборудования и сальниковых уплотнений, а при необходимости устранение обнаруженных дефектов;
- контроль давления в установке, которое не должно превышать предельно допустимого рабочего давления;
- проверка загрязненности уровнемера и очистка его при необходимости, слив остатков нефти производить в емкость сливную из комплекта инструментов и принадлежностей, а из неё в нефтесборный бак;
- проверка работы запорной арматуры;
- проверка уровня масла в гидроприводе крана шарового.

3.3.1 При техническом обслуживании, во время эксплуатации, запорно-переключающей арматуры обращается внимание на отсутствие (наличие) заеданий в движущихся частях оборудования и течей, по возможности производится устранение течей.

3.3.2 Техническое обслуживание арматуры, датчиков давления, температуры, уровнемера с конечными выключателями блока технологического производить согласно эксплуатационной документации на каждое вышеперечисленное изделие.

3.3.3 Техническое обслуживание блока контроля и управления проводится в процессе эксплуатации в следующей последовательности:

- проверка технического состояния блок-контейнера;
- осмотр аппаратуры, кабельных линий, проводов, жгутов и мест их соединения;
- устранение замеченных неисправностей зачисткой, подтяжкой соединений (припайкой), заменой плавких вставок, заменой комплектующих изделий блока электрооборудования на новые.

3.3.4 Техническое обслуживание контроллера БУИ, связанное с ремонтом и настройкой производится в условиях специализированных мастерских в соответствии с руководством по эксплуатации на контроллер БУИ.

3.4 Техническое обслуживание прицепа-шасси производить согласно его эксплуатационной документации.

3.5 Ремонт взрывозащищенного электрооборудования должен производиться в соответствии с РД 16.407-2000 «Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт», гл.3.4 «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭЭП», ГОСТ Р 51330.18-99.

3.5.1 В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль метрологических характеристик контроллера БУИ и установки в целом. Интервал проведения периодической поверки 1 раз в 2 года.

4 Хранение и транспортирование

4.1 Хранение установки, должно осуществляться на открытых, ровных незатопляемых водной площадках.

4.1.1 Условия хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов по группе 8 (ОЖЗ) согласно ГОСТ 15150-69.

4.1.2 Транспортирование установки по автомобильным дорогам с твердым покрытием должно осуществляться трактором типа К-700 со скоростью не более 35 км/ч. Допускается транспортирование иными видами транспортных средств, сходными по грузоподъемности и тягово-сцепным характеристикам.

4.2 При транспортировании установки железнодорожным транспортом должны выполняться следующие условия:

- блоки установки, снятые с прицепа-шасси, и прицеп-шасси должны быть закреплены на

железнодорожной платформе от возможных перемещений относительно опорной плоскости транспортного средства проволокой диаметром не менее 6 мм как минимум в четырех точках по углам блоков;

- закрепление проволокой должно производиться к специально предусмотренным крепежным элементам, как на основании блока, так и на транспортном средстве.

4.3 При погрузке и выгрузке блоков установки необходимо руководствоваться манипуляционными знаками, нанесенными на наружных поверхностях стен блоков. Строповка блоков осуществляется за скобы крыш.

4.4 При транспортировании установки должны соблюдаться следующие правила перевозки грузов:

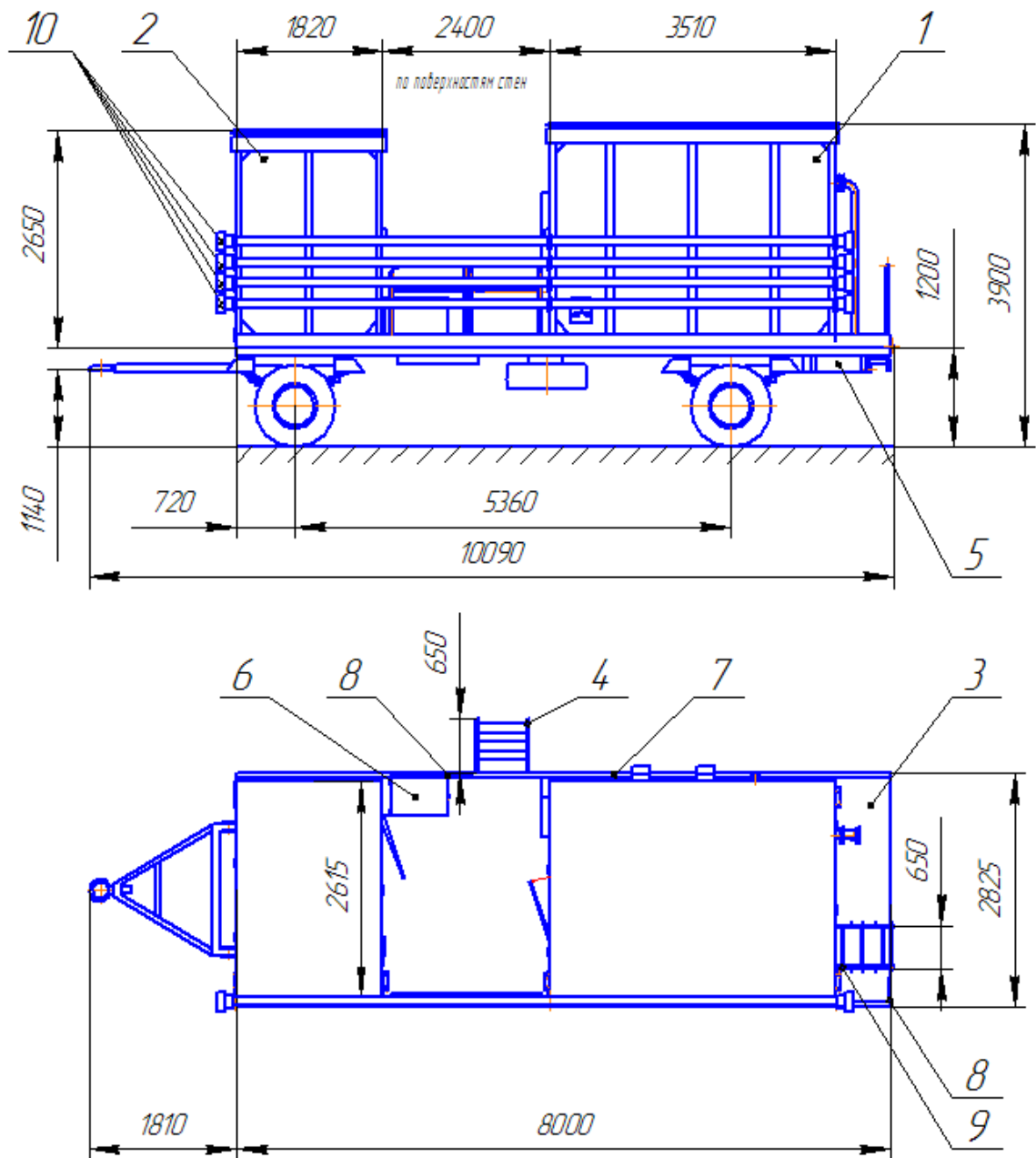
- «Общие правила перевозки грузов автотранспортом», утвержденные Министерством транспорта РСФСР, от 13 июня 1971г;

- «Правила перевозок грузов», ч.1, М., «Транспорт», 1985г;

- Технические условия погрузки и крепления грузов, М., «Транспорт», 1988г;

- «Правила перевозки грузов», утвержденные Министерством речного флота приказом от 14 августа 1978г, №114, М., «Транспорт», 1978г.

Приложение А
(Обязательное)

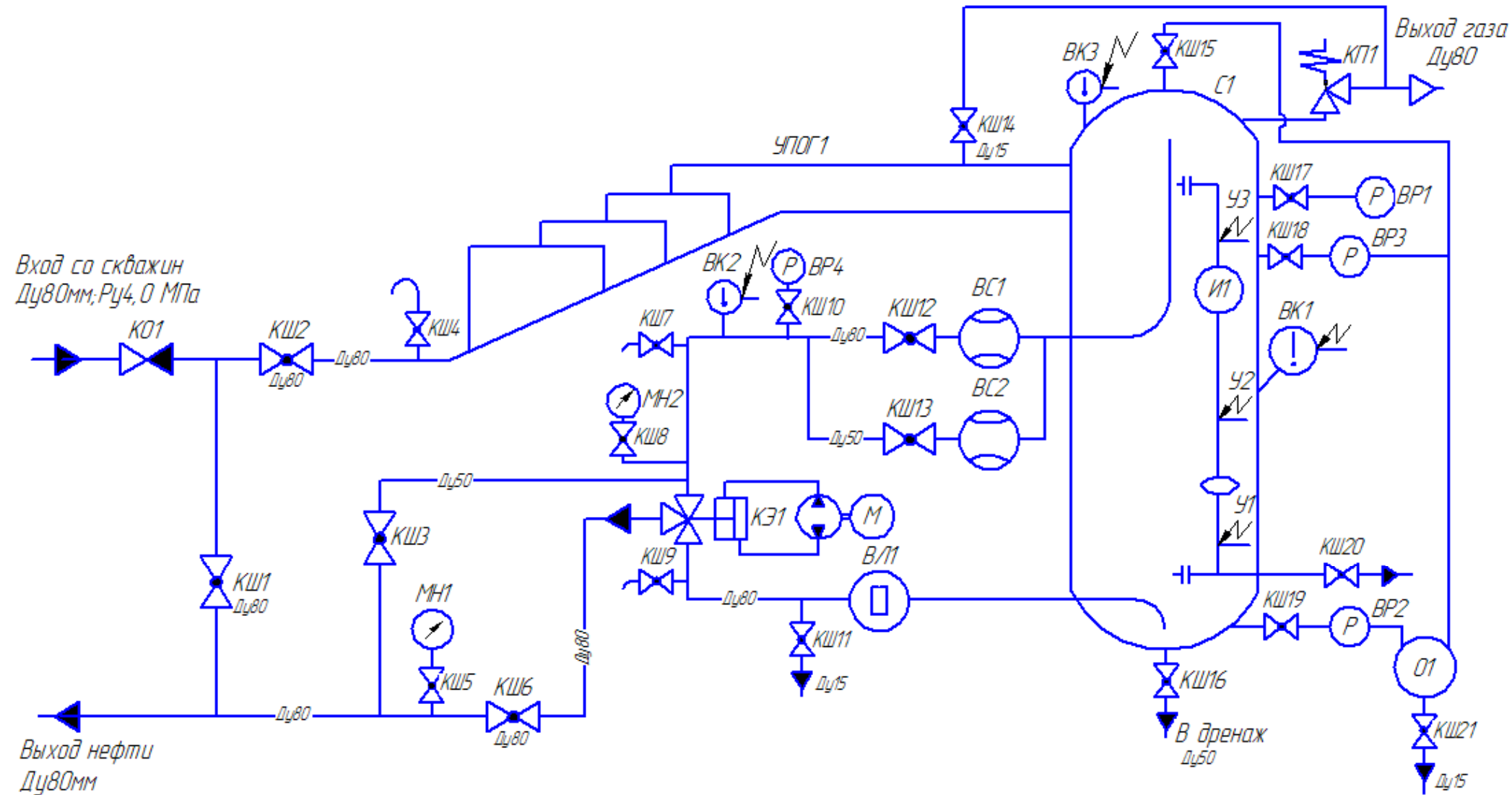


- 1 - Блок технологический
- 2 - Блок контроля и управления
- 3 - Прицеп-шасси
- 4 - Лестница съёмная
- 5 - Бак нефтесборный

- 6 - Ящик кабельный
- 7 - Кабельный корабль
- 8 - Ограждение
- 9 - Лестница задняя
- 10 - Трубопровод подключения

Рисунок А.1 Установка измерительная мобильная УЗМ.
Общий вид

Приложение Б
(обязательное)



С1 – Емкость сепарационная вертикальная
 УПОГ1 – Устройство предварительного отбора газа
 КЭ1 – Кран шаровой типа КШ 100-4-Т1-Г 264.00.00.000-00.1
 ВР1, ВР4 – Датчик избыточного давления
 ВР2, ВР3 – Датчик разности давлений
 КО1 – Затвор обратный поворотный Dy80; Ру 4,0 МПа
 КШ1; КШ2; КШ6; КШ12 – Кран шаровой фланцевый Dy80; Ру 4,0 МПа

КШ3; КШ13; КШ16 – Кран шаровой фланцевый Dy50; Ру 4,0 МПа
 КШ4; КШ5; КШ7...КШ11; КШ14; КШ15; КШ17...КШ21 – Кран шаровой муфтовый Dy15; Ру 4,0 МПа
 КП1 – Клапан предохранительный пружинный
 МН1; МН2 – Манометр избыточного давления показывающий
 И1 – Индикатор уровня с флажковой индикацией
 У1; У2; У3 – Конечные выключатели (датчики уровня)

ВК1..ВК3 – Датчик температуры электрический
 О1 – Бачок
 ВС1 – Датчик ДРГ.М-800 из состава СВГ.М
 ВС2 – Датчик ДРГ.М-160 из состава СВГ.М
 В/Л1 – Первичный измерительный преобразователь из состава влагомера нефти ВСН-2-50-100

Рисунок Б.1 Установка измерительная мобильная УЗМ. Блок технологический.
 Схема гидравлическая принципиальная

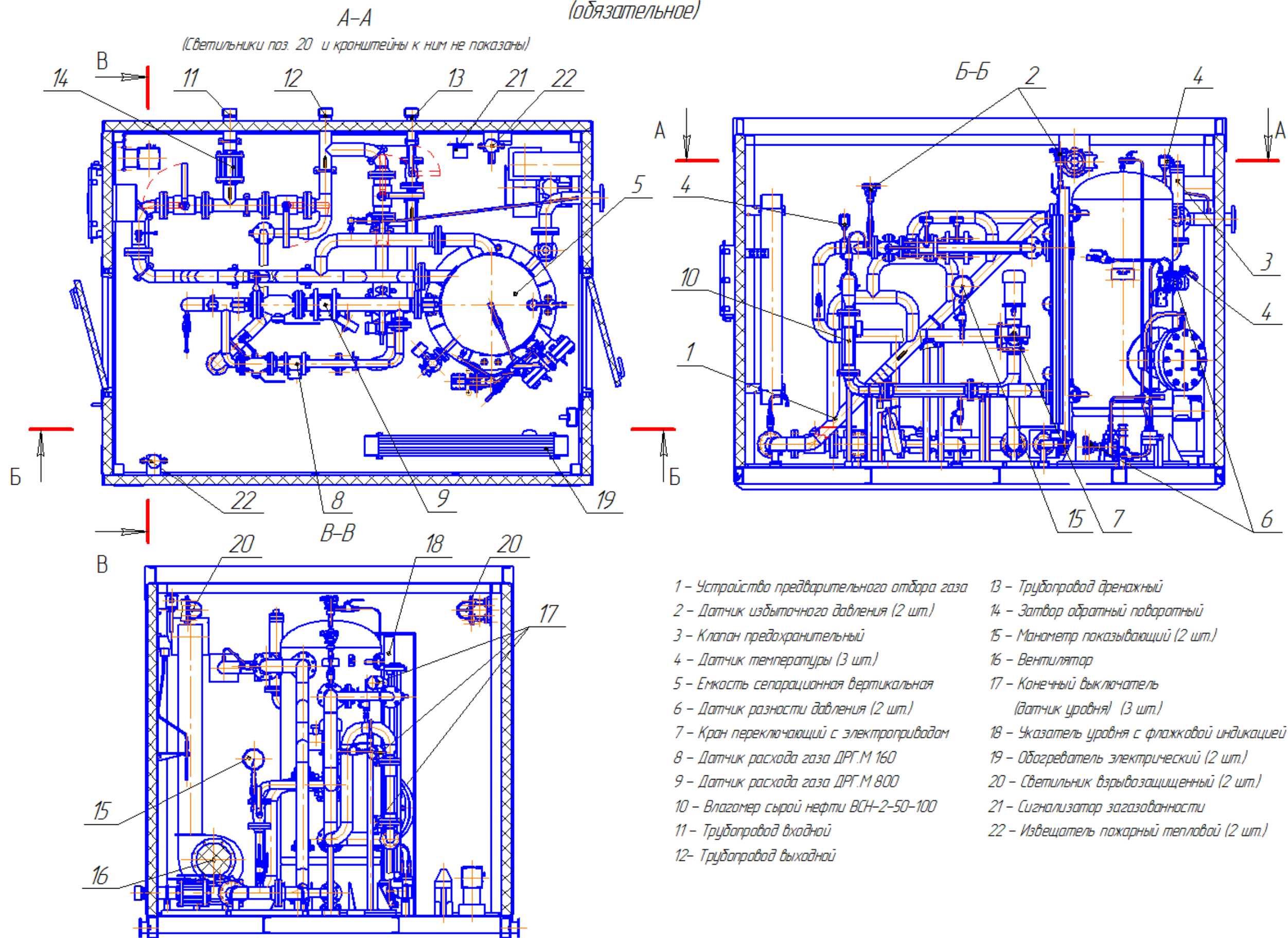


Рисунок В.1 – Блок технологический. Общий вид

Продолжение приложения В
(обязательное)

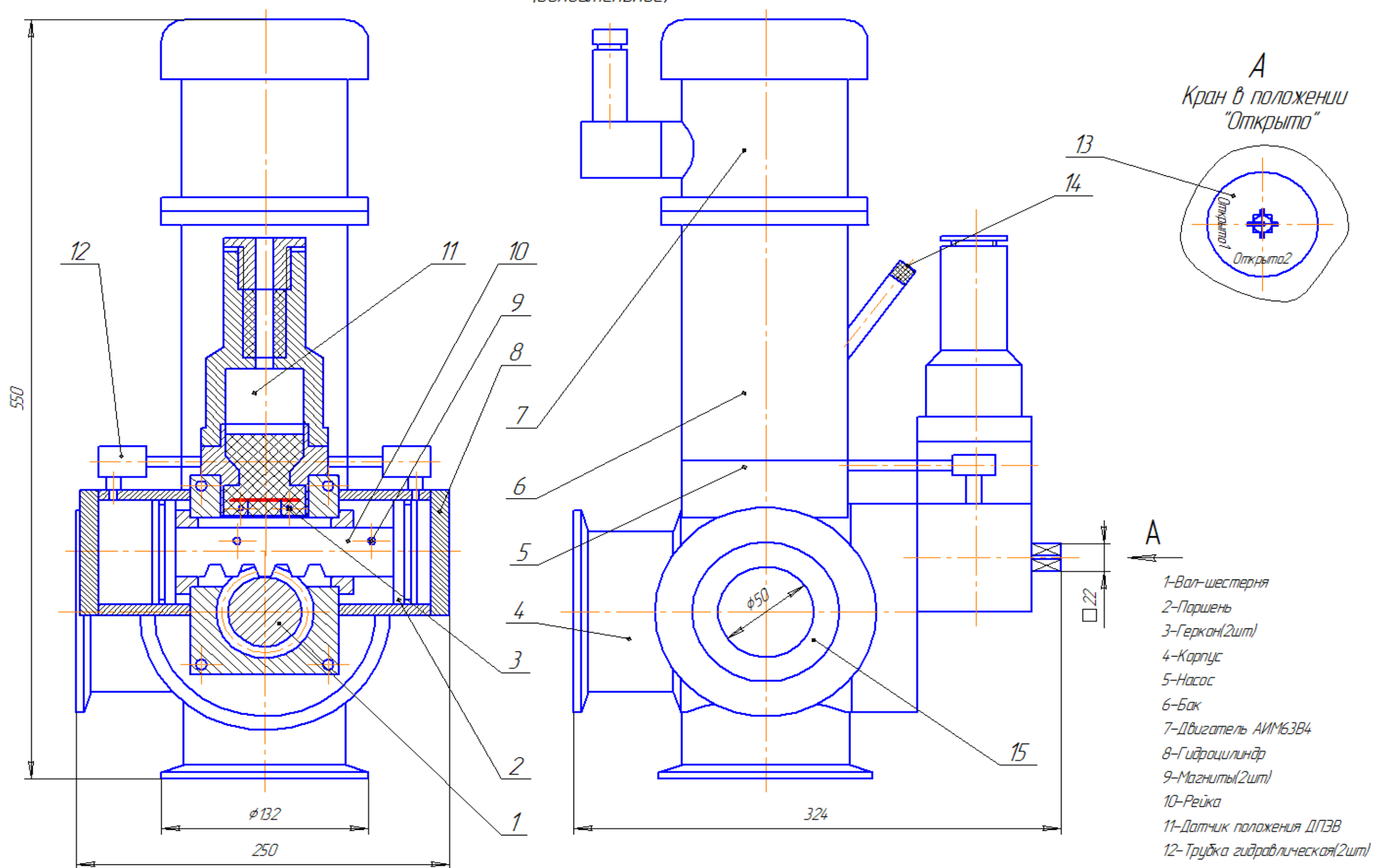


Рисунок В.2 Кран шаровой КЭ1. Общий вид

Приложение Г
(обязательное)

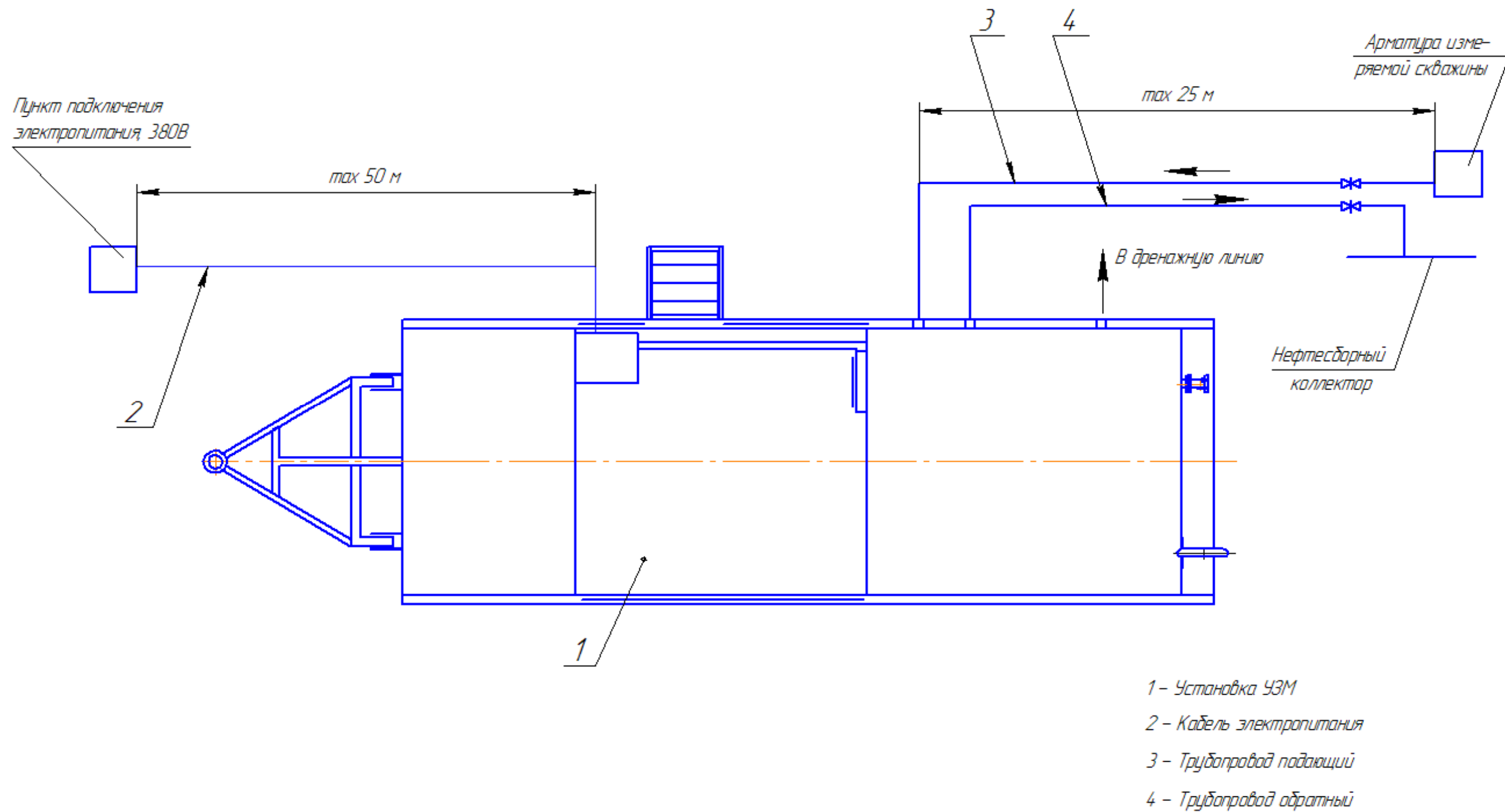


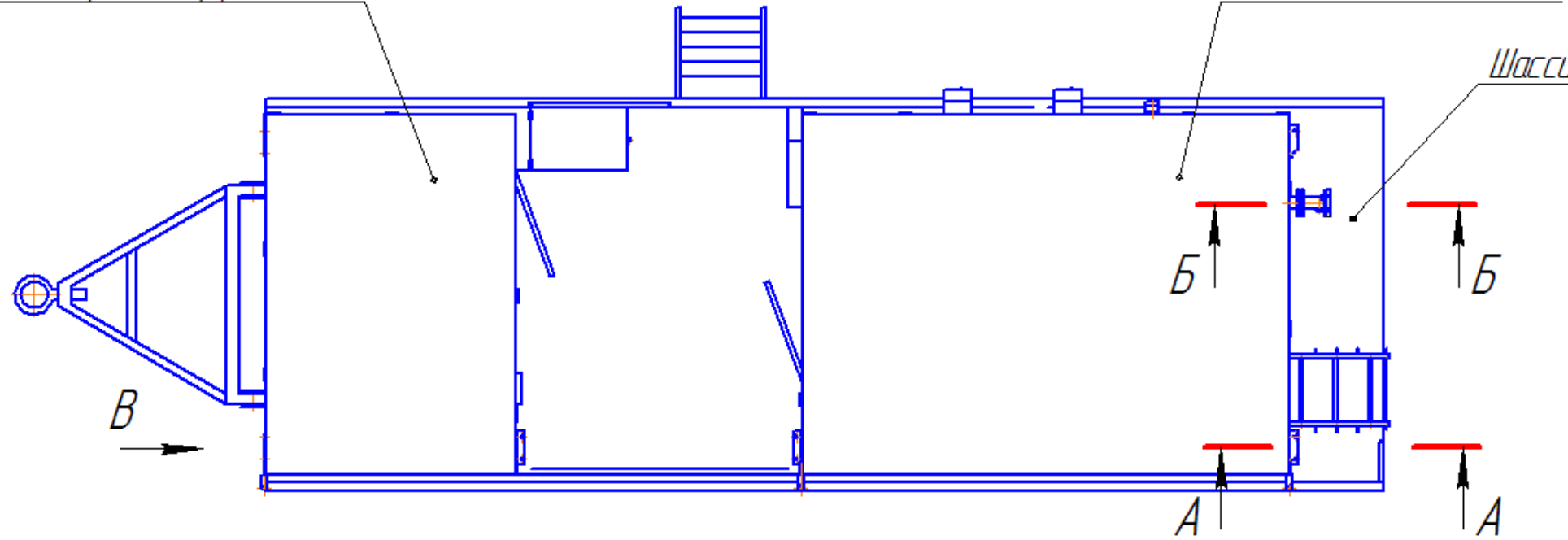
Рисунок Г.1 – Размещение установки измерительной мобильной УЗМ на месте эксплуатации

Приложение Д
(обязательное)

Блок контроля и управления

Блок технологический

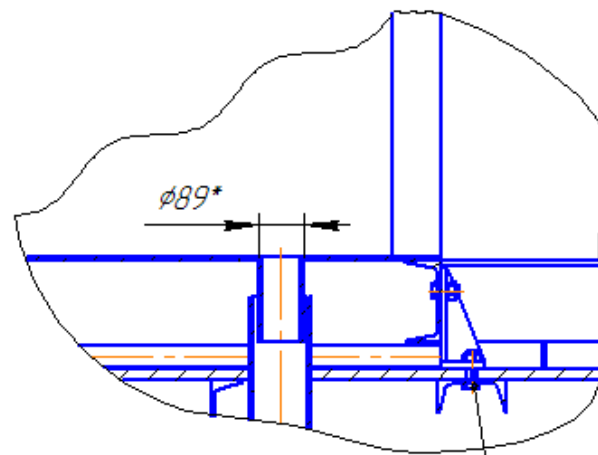
Шасси



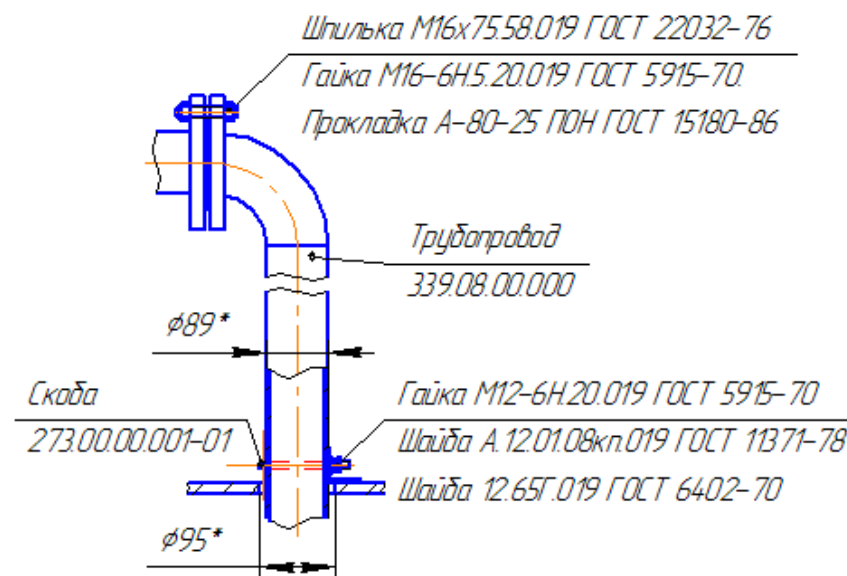
A-A (6 мест)

B-B

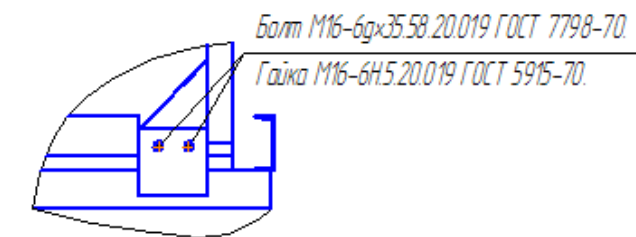
B-B (2 места)



Болт М16-6дх35.58.20.019 ГОСТ 7798-70
Гайка М16-6Н5.20.019 ГОСТ 5915-70
Шайба А.16.01.08кп.019 ГОСТ 11371-78
Шайба 16.65Г.019 ГОСТ 6402-70



Шпилька М16х75.58.019 ГОСТ 22032-76
Гайка М16-6Н5.20.019 ГОСТ 5915-70
Пакладка А-80-25 ПОН ГОСТ 15180-86
Трубопровод
339.08.00.000
Скоба
273.00.00.001-01
Гайка М12-6Н.20.019 ГОСТ 5915-70
Шайба А.12.01.08кп.019 ГОСТ 11371-78
Шайба 12.65Г.019 ГОСТ 6402-70



Болт М16-6дх35.58.20.019 ГОСТ 7798-70
Гайка М16-6Н5.20.019 ГОСТ 5915-70

Рисунок Д.1 – Монтаж блоков на шасси

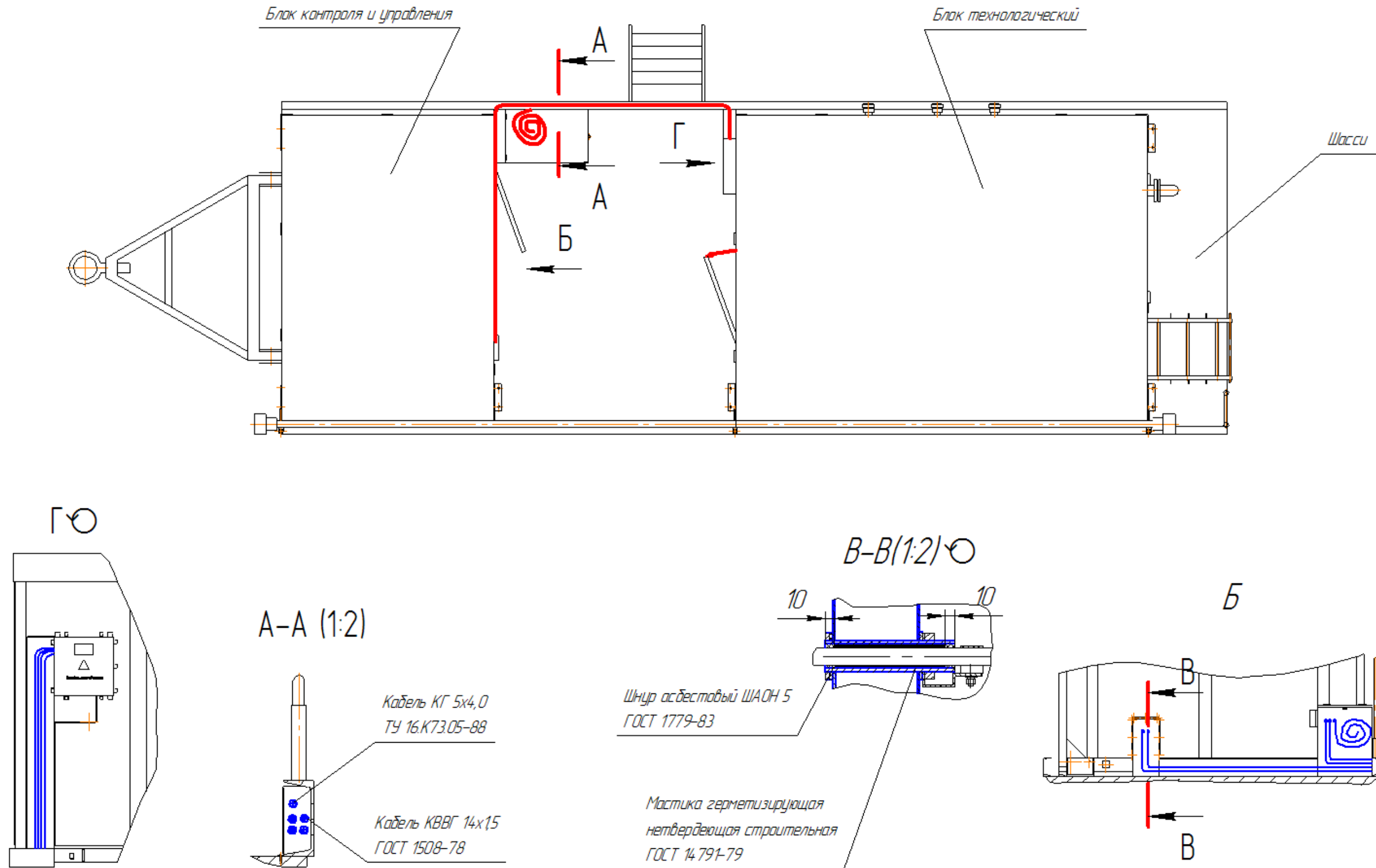


Рисунок Е.1 – Электромонтаж блоков на шасси.