

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35
Астрахань +7 (8512) 99-46-80
Барнаул +7 (3852) 37-96-76
Белгород +7 (4722) 20-58-80
Брянск +7 (4832) 32-17-25
Владивосток +7 (4232) 49-26-85
Волгоград +7 (8442) 45-94-42
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75
Ижевск +7 (3412) 20-90-75
Казань +7 (843) 207-19-05
Калуга +7 (4842) 33-35-03

Кемерово +7 (3842) 21-56-70
Киров +7 (8332) 20-58-70
Краснодар +7 (861) 238-86-59
Красноярск +7 (391) 989-82-67
Курск +7 (4712) 23-80-45
Липецк +7 (4742) 20-01-75
Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81
Москва +7 (499) 404-24-72
Мурманск +7 (8152) 65-52-70
Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32
Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65

Новосибирск +7 (383) 235-95-48
Омск +7 (381) 299-16-70
Орел +7 (4862) 22-23-86
Оренбург +7 (3532) 48-64-35
Пенза +7 (8412) 23-52-98
Пермь +7 (342) 233-81-65
Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65
Рязань +7 (4912) 77-61-95
Самара +7 (846) 219-28-25
Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09
Саратов +7 (845) 239-86-35

Сочи +7 (862) 279-22-65
Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Сургут +7 (3462) 77-96-35
Тверь +7 (4822) 39-50-56
Томск +7 (3822) 48-95-05
Тула +7 (4872) 44-05-30
Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Уфа +7 (347) 258-82-65
Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Челябинск +7 (351) 277-89-65
Ярославль +7 (4852) 67-02-35

сайт: sibneft.pro-solution.ru | эл. почта: sna@pro-solution.ru
телефон: 8 800 511 88 70



УСТАНОВКА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ГРУППОВАЯ «СПУТНИК – М»

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

337.00.00.000 РЭ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на установку измерительную групповую «Спутник – М» (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	5
1.3 Состав изделия.....	7
1.4 Устройство и работа.....	8
1.5 Маркировка, пломбирование и упаковка	14
2 Использование по назначению.....	16
2.1 Подготовка изделия к использованию.....	16
2.2 Использование изделия.....	18
3 Техническое обслуживание и ремонт.....	18
4 Хранение и транспортирование.....	19
Приложение А.....	21
Приложение Б.....	22
Приложение В.....	24
Приложение Г.....	25

Установка соответствует требованиям ТУ 3667-011-12530677-98 «Установка измерительная групповая «Спутник-М».

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 групповая «Спутник-М». Монтажный чертеж.

337.00.00.000 МЧ;

- Установка измерительная групповая «Спутник-М». Схема электрическая соединений и подключения. 337.00.00.000 ЭО;

- Установка измерительная групповая «Спутник-М». Перечень элементов.

337.00.00.000 ПЭО;

- Блок технологический. Схема электрическая принципиальная и подключения.

337.01.00.000 ЭО;

- Блок технологический. Перечень элементов. 337.01.00.000 ПЭО;
- Блок контроля и управления. Схема электрическая принципиальная.

337.02.00.000 ЭЗ;

- Блок контроля и управления. Перечень элементов. 337.02.00.000 ПЭЗ;
- Шкаф электрооборудования. Схема электрическая принципиальная.

001.Ш.00.000-01 ЭЗ;

- Шкаф электрооборудования. Перечень элементов. 001.Ш.00.000-01 ПЭЗ;
- Контроллер БУИ. Схема электрическая принципиальная.

337.02.02.100 ЭЗ;

- Контроллер БУИ. Перечень элементов. 337.02.02.100 ПЭЗ.

1 Описание и работа изделия

1.1 Назначение изделия

1.1.1 Установка измерительная групповая «Спутник-М» 337.00.00.000 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/т.....от 4 до 200;
- содержание воды, %до 98;
- содержание сероводорода, %, не более.....2;
- содержание агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше

0,3 мм/год..... не допускается.

1.1.4 Установка предназначена для эксплуатации в условиях, нормированных для УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69, но для диапазона 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 –III 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 5м по горизонтали и вертикали от устройства для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции блока технологического – В1г согласно гл. 7.3. «Правил устройства электроустановок ПУЭ» (далее ПУЭ).

Блок технологический установки предназначен для применения во взрывоопасных зонах согласно гл.7.3 ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории IIA групп Т1, Т2, Т3 по ГОСТ Р 51330.2-99, ГОСТ Р51330.5-99.

Блок контроля и управления размещен за пределами взрывоопасной зоны.

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

Установка должна обеспечивать подключение скважин в количестве от 8 до 14*

*По требованию заказчика

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Основные показатели установки указаны в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значения параметра
1.2.1.1 Максимальное рабочее давление технологической части установки, МПа	4,0
1.2.1.2 Диапазон измерения расхода жидкости, т/сут	от 1 до 400 от 1 до 800 (по спецзаказу)
1.2.1.3 Диапазон измерения расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	от 40 до 80000
1.2.1.4 Предел относительной погрешности установки при измерении, %: - массового расхода жидкости - объемного расхода газа, приведённого к стандартным условиям	$\pm 1,5$ $\pm 5,0$
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 % от 70 до 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$
1.2.1.6 Питание установки должно осуществляться от трехфазной сети переменного тока с параметрами: - линейное напряжение, В - фазное напряжение, В - частота, Гц - допустимые колебания напряжений, % - допустимые колебания частоты, Гц	380 220 50 от плюс 10 до минус 10 от плюс 1 до минус 1
1.2.1.7 Потребляемая мощность, кВт · А, не более	12

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра	Значения параметра
1.2.1.8 Габаритные размеры:	
а) блока технологического, по наружным поверхностям стен, мм, не более:	
- длина	5300 (6300)*
- ширина	3100
- высота	2700
б) блока контроля и управления по наружным поверхностям стен, мм, не более:	
- длина	3300
- ширина	3100
- высота	2700
1.2.1.9 Масса установки должна быть, кг, не более:	
- блока технологического.....	7100 (9100)*
- блока контроля и управления.....	3200
Примечания - На показания установки не влияют:	
- Изменение температуры измеряемой среды в диапазоне от +5 до +75 °С;	
- Изменение давления рабочей среды от 0,1 МПа 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.	
* - Параметры указаны для установки на 12,14 скважин	

1.2.2 Установка относится к восстанавливаемым, многоканальным и многофункциональным изделиям. Режим работы установки – непрерывный.

1.2.3 Средняя наработка на отказ, ч, не менее..... 2500.

1.2.4 Среднее время восстановления, ч, не более..... 2.

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

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

1.3 Состав изделия

1.3.1 Состав установки для подключения 8 скважин приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование изделия	Обозначение	Количество
Установка измерительная групповая «Спутник-М» в составе:		
Блок технологический	337.01.00.000	1
Блок контроля и управления	337.02.00.000	1
Комплект запасных частей	337.01.61.000	1
«Рекомендация. ГСИ. Установка измерительная групповая Спутник.М. Установка измерительная мобильная УЗМ. Методика поверки», утвержденная ВНИИР.		1
Комплект эксплуатационной документации согласно ведомости эксплуатационных документов	337.00.00.000 ВЭ	1
Примечания 1 Допускается поставка отдельно блока технологического и блока контроля и управления. 2 Комплектность поставки установки на 9...14 скважин по отдельному заказу.		

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

$$P = \rho \cdot q \cdot H \quad (1)$$

где q - ускорение свободного падения.

Для измерения объемного расхода газа используется метод замещения – «метод PVT» (давление $\times$ объем $\times$ температура) или счетчик газа вихревой СВГ.М.

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

Задвижки 33, 34, 37, 38, 311, 312, 315, 316, 319 должны быть в положении «ЗАКРЫТО». Продукция подключенной скважины через переключатель потока жидкости ПСМ1, задвижку 317, устройство предварительного отбора газа УПОГ1, в котором происходит предварительное отделение газа от жидкости, поступает в сепарационную емкость С1, где осуществляется окончательное разделение жидкости и нефтяного газа.

Кран шаровой КЭ1 находится в положении «ОТКРЫТО 1», при котором отсепарированный газ под давлением сепарации направляется в сборный коллектор, а жидкость заполняет сепарационную емкость.

Контроллером БУИ фиксируются начальные значения показаний датчиков дифференциального давления (ВР2 – J_{10} и ВР3 – J_{20}).

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

При достижении уровня жидкости датчика уровня У3 фиксируется время измерения τ_1 и гидростатическое давление столба жидкости ΔP_2 (значение выходного тока J_3 (мА) датчика дифференциального давления ВР2). Также при срабатывании датчика уровня 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

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

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_e – 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

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

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, через промежуток времени, равный $0,1 \tau_1$, после срабатывания датчика уровня У3, 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_2 между датчиками уровня У1, У3, и V_1 между датчиками уровня У1, У2 определены при настройке установки и указаны в паспорте.

В момент срабатывания датчика уровня У3 (контакт разомкнут) включается счетчик времени. В процессе вытеснения газом жидкости, фиксируется время вытеснения τ_2 , с, и в конце слива (срабатывание датчика уровня У1) значение избыточного давления P (МПа) и температуры газа t_e в емкости С1.

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

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

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

K_a - коэффициент сжимаемости газа.

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_H , Q_B), т/сут; (Q_i), 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.

Через промежуток времени, равный $0,1 \tau_3$, после срабатывания датчика уровня 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.

1.4.3 При наличии в схеме установки счетчика газа вихревого СВГ.М, дебит скважины по газу измеряется в моменты наполнения емкости С1 жидкостью, непосредственно счетчиком СВГ.М, установленным в газовой линии.

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

1.4.5. Если в процессе измерения τ_1 - больше одного часа, счетчик времени останавливается при достижении жидкостью датчика уровня У2, схема измерения реализуется между датчиками уровня У1 и У2, (V1, м3) по описанному выше алгоритму.

1.4.6 В технологическую схему установки может быть дополнительно установлен поточный влагомер сырой нефти ВСН-2-50-100, обеспечивающий альтернативный метод измерения объемного влагосодержания сырой нефти.

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

1.4.7 Общий вид блока технологического приведен в приложении Б, на рисунке Б.1. Составные части блока технологического приведены в приложении Б, на рисунке Б.2.

Блок технологический обеспечивает:

- поочередное подключение скважин для измерений по команде с блока контроля и управления;
- отделение свободного газа из смеси и выполнение цикла измерения дебита по жидкости и газу;
- выдачу информации с датчиков избыточного и дифференциального давления, датчика расхода газа, датчиков температуры и датчиков уровня в блок контроля и управления;
- визуальный контроль за технологическими параметрами (давление, уровень жидкости) в емкости сепарационной вертикальной.

Все узлы технологического оборудования блока 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°C предусмотрено автоматическое управление обогревателями.

1.4.8 Сведения о конструкции, принципе действия и характеристики емкости сепарационной вертикальной, входящей в состав блока технологического приведены в документе: «Емкость сепарационная вертикальная. Паспорт сосуда, работающего под давлением».

1.4.9 Кран шаровой КШ-100-4-Т1-Г (далее по тексту – кран) имеет встроенный электрогидропривод и предназначен для автоматического переключения направления потока жидкости.

1.4.9.1 Общий вид, габаритные размеры и составные части крана приведены в приложении В, рисунок В.1.

1.4.9.2 Основные 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.....первый;
- 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 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..... $1,6 \pm 0,2$;

-рабочая среда гидроприводамасло АМГ-10 ГОСТ 6794-75;

-объем, заливаемого масла, л, не более.....0,5;

-масса крана, кг, не более.....58.

1.4.9.3 Установочное положение на технологическом трубопроводе вертикальное, двигателем вверх. Допускаемое отклонение от вертикали - не более 20 градусов.

1.4.9.4 Присоединение к трубопроводу – бугельное (быстросъемное соединение фланцев при помощи двух полухомутов).

1.4.9.5 Кран работает следующим образом. По команде с контроллера включается двигатель электрический 7 (см. приложение В, рисунок В.1), который приводит во вращение шестерни (ведущую и ведомую) насоса 5.

Насос осуществляет забор масла из бака 6 и под избыточным давлением направляет масло по одной из трубок 12 в гидроцилиндр 8. Под воздействием потока масла, поступающего в гидроцилиндр, 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 в зацеплении с ней вал-шестерню 1, который (в свою очередь) связан с шаровой пробкой 15. Изменяя положение шаровой пробки 15 относительно отверстий корпуса 4 крана, изменяют тем самым направление потока жидкости и положение риски относительно надписей на табличке ОТКРЫТО 1 и ОТКРЫТО 2. При необходимости обратного переключения крана производится включение двигателя в противоположном направлении.

Положение шаровой пробки 15 (направление потока) фиксируется при помощи датчика положений электрического взрывозащищенного ДПЭВ 11 (далее по тексту – датчика положений), имеющего герконы 3 (магнитоуправляемые герметизированные контакты), размещенные в корпусе датчика положений 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 3 «размыкается» (при удалении магнита 9 от него), а другой геркон 3 «замыкается» вследствие воздействия на него противоположного магнита 9 (приблизившегося к нему).

В конструкции крана предусмотрено ручное переключение при помощи рукоятки, входящей в комплект поставки.

В верхней части 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.

1.4.9.6 Основные сведения о конструкции, принципе действия датчика положения крана приведены в документе: 264.04.00.000 ПС «Датчик положений электрический взрывозащищенный ДПЭВ. Паспорт».

1.4.10 Общий вид блока контроля и управления приведен в приложении Г, рисунок Г.1.

1.4.10.1 Блок контроля и управления обеспечивает:

- электрическое питание КИПиА, смонтированных в блоке технологическом;
- управление и электрическое питание силового электрооборудования установки;
- прием сигналов с датчиков избыточного и дифференциального давлений, датчика расхода газа, температуры и с трех датчиков уровня уровнемера блока технологического;
- обработку сигналов по заданному в программе алгоритму и вычисление дебита по жидкости и газу любой из контролируемых скважин;
- передачу информации о параметрах измеряемой среды и нештатной ситуации 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;
- выдачу информации на встроенный дисплей контроллера БУИ.

1.4.10.2 Шкаф электрооборудования включает в себя элементы коммутации (пускатели, автоматические выключатели, промежуточные реле, блоки клеммных зажимов), обеспечивающие электропитанием от сети переменного тока напряжением 220/380 В электрооборудование, размещенное в блоке технологическом и блоке контроля и управления.

1.4.10.3 Программное обеспечение (контроллера БУИ) позволяет без дополнительных технических средств осуществлять:

- автоматическое управление процессом измерения;
- отображение информации о процессе измерения, вычисления и измеренных параметрах на встроенном дисплее контроллера БУИ.

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

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

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

1.5 Маркировка, пломбирование и упаковка

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

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа средств измерений 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 установки;
- наименование блока;
- обозначение технических условий;
- заводской номер;
- год и квартал изготовления;
- масса изделия в кг;
- объем изделия в м³;
- габаритные размеры грузового места в см.

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

1.5.3 Снаружи блока технологического нанесены краской следующие надписи:

- «Категория по пожарной опасности А»;
- «Взрывоопасная зона класса В-1а»;
- «Огнеопасно»;
- «За 20 минут до входа включи вентилятор и открой жалюзийную решетку».

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

1.5.5 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.

1.5.6 На передней панели контроллера БУИ нанесены следующие надписи:

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

На верхней панели контроллера БУИ размещена табличка с указанием:

- обозначение технических условий;
- заводской номер, год и квартал изготовления;

- степень защиты от проникновения внешних твердых предметов и воды IP40 по ГОСТ 14254-96.

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

1.5.8 Места заземления в блоках установки расположены на двух углах оснований по диагонали и отмечены знаками заземления по ГОСТ 21130-75.

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

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

1.5.10 На наружной поверхности стенки емкости нанесены ударным способом следующие надписи:

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

1.5.11 На наружной поверхности емкости нанесены следующие надписи:

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

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

1.5.13 Крепежные изделия, комплект ЗИП, один ключ специальный из комплекта инструментов и принадлежностей для открывания блок-контейнеров, колпаки и лампы светильников и снятые части затворов обратных поворотных упакованы в ящики.

1.5.14 Дефлектор, снимаемый на период транспортирования, и ящики размещены в блоке технологическом и закреплены.

1.5.15 Двери блока технологического и блока контроля и управления закрыты ключом и опломбированы.

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 «Правила 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»;
- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭЭП»;
- «Правила устройства электроустановок ПУЭ»;
- настоящего раздела руководства по эксплуатации и эксплуатационной документации на составные части блока технологического.

2.1.2 Порядок размещения, монтажа, демонтажа и подготовки к эксплуатации

2.1.2.1 Блоки установки устанавливаются на фундаменте или гравийной подсыпке. Вид основания определяется проектом обустройства куста в зависимости от местных условий.

2.1.2.2 Перед монтажом, необходимо выполнить все условия проекта обустройства установки, обеспечить установку заземляющим контуром с сопротивлением не более 4 Ом, внешними кабелями силового электропитания и устройством молниезащиты II категории согласно требованиям СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

2.1.2.3 Блоки устанавливаются на предусмотренные проектом места с помощью подъемно-транспортных средств грузоподъемностью не менее 10 т. Допускается перемещение блоков на монтажной площадке волоком.

2.1.2.4 Блок контроля и управления размещается на расстоянии не менее 15 м от блока технологического и других взрывоопасных строений и объектов.

2.1.2.5 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.

2.1.2.6 Распломбировать входные двери блоков и проверить комплектность установки по эксплуатационной документации.

2.1.2.7 Блок технологический и блок контроля и управления заземлить электросваркой по два стальных проводника к основаниям каждого блока в местах, обозначенных знаками заземления, вторые концы заземляющих проводников привариваются к наружному контуру заземления. Сечение каждого заземляющего проводника должно быть не менее 48 мм².

2.1.2.8 Снять пленку полиэтиленовую с ответных фланцев затворов обратных поворотных, трубопроводов и штуцеров оборудования блока технологического, с кабельных вводов на клеммной коробке и заглушки с кабельных вводов блока контроля и управления, необходимых для прокладки кабеля.

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

2.1.2.10 Смонтировать согласно 337.00.00.000 МЧ «Установка измерительная групповая Спутник-М. Монтажный чертеж» составные части и узлы блока технологического, снятые на период транспортирования: дефлектор, затворы обратные поворотные - восемь шт., манометр показывающий, лампы и колпаки освещения в обоих блоках.

2.1.2.11 Проверить наличие масла индустриального И12А ГОСТ 20799-88 в кармане датчика температуры электрического и наличие масла АМГ-10 ГОСТ 6794-75 в бочке шарового крана и при необходимости долить.

2.1.2.12 Электрическое соединение блоков выполнить в соответствии со схемой электрической соединений и подключения 337.00.00.000 Э0. Прокладку кабелей осуществлять согласно «Правил устройства электроустановок ПУЭ».

2.1.2.13 Закрепление кабелей в кабельных вводах от продергивания произвести с помощью буск клеммной коробки и скоб, имеющихся в стеновых вводах кабелей на блоке контроля и управления.

2.1.2.14 После подключения блока технологического к трубопроводной сети необходимо произвести гидравлическое испытание на герметичность технологического оборудования установки.

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

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

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

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

- произвести пробное включение переключателя скважин ПСМ1, гидроэлектропривода крана шарового КЭ1, двигателя вентилятора, обогревателей, светильников, датчиков давления и температуры, конечных выключателей уровнемера и при необходимости произвести перефазировку подключения установки.

2.1.2.16 Смонтировать контроллер БУИ согласно 337.00.00.000 МЧ.

2.2 Использование изделия

2.2.1 ВНИМАНИЕ: ПЕРЕД ВХОДОМ В ПОМЕЩЕНИЕ БЛОКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО, НЕОБХОДИМО ВКЛЮЧИТЬ НА 20 МИН. 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 обеспечивает свою работу в автоматическом режиме. Режим обслуживания периодический.

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

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

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

3.3 Техническое обслуживание блока технологического осуществляется не реже одного раза в шесть месяцев в следующей последовательности:

- проверка технического состояния блок-контейнера;
- проверка герметичности фланцевых соединений технологического оборудования, соединений гидроприводов, сальниковых уплотнений и, при необходимости, устранение обнаруженных дефектов;
- контроль давления в емкости сепарационной, которое не должно превышать предельно допустимого рабочего давления;
- проверка работы датчиков давления, датчика расхода газа, датчиков уровня уровнемера и датчиков температуры;
- проверка работоспособности электрических обогревателей (в холодное время);
- проверка работы уровнемера и очистка его при необходимости;
- проверка работы запорной арматуры;
- проверка уровня масла в гидроприводе крана шарового.

3.3.1 При техническом обслуживании запорно-переключающей арматуры обратить внимание на отсутствие (наличие) заеданий в движущихся частях оборудования и течей, при необходимости произвести разборку, чистку трущихся частей, замену изношенных деталей и устранение течей.

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

- проверка технического состояния установки;
- 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.

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

3.3.4 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.

3.3.5 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 блоков установки, должно осуществляться на открытых, ровных незатопляемых водой площадках. Максимальный срок хранения установки – 24 месяца с момента изготовления.

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

4.3 Транспортирование установки осуществляется железнодорожным, водным или автомобильным видами транспорта.

4.4 При перевозке установки должны выполняться следующие условия:

- блоки установки должны быть закреплены 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;
- скорость транспортирования автомобильным транспортом должна быть не более 40 км/ч.

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

4.6 При транспортировании установки должны соблюдаться следующие правила перевозки грузов:

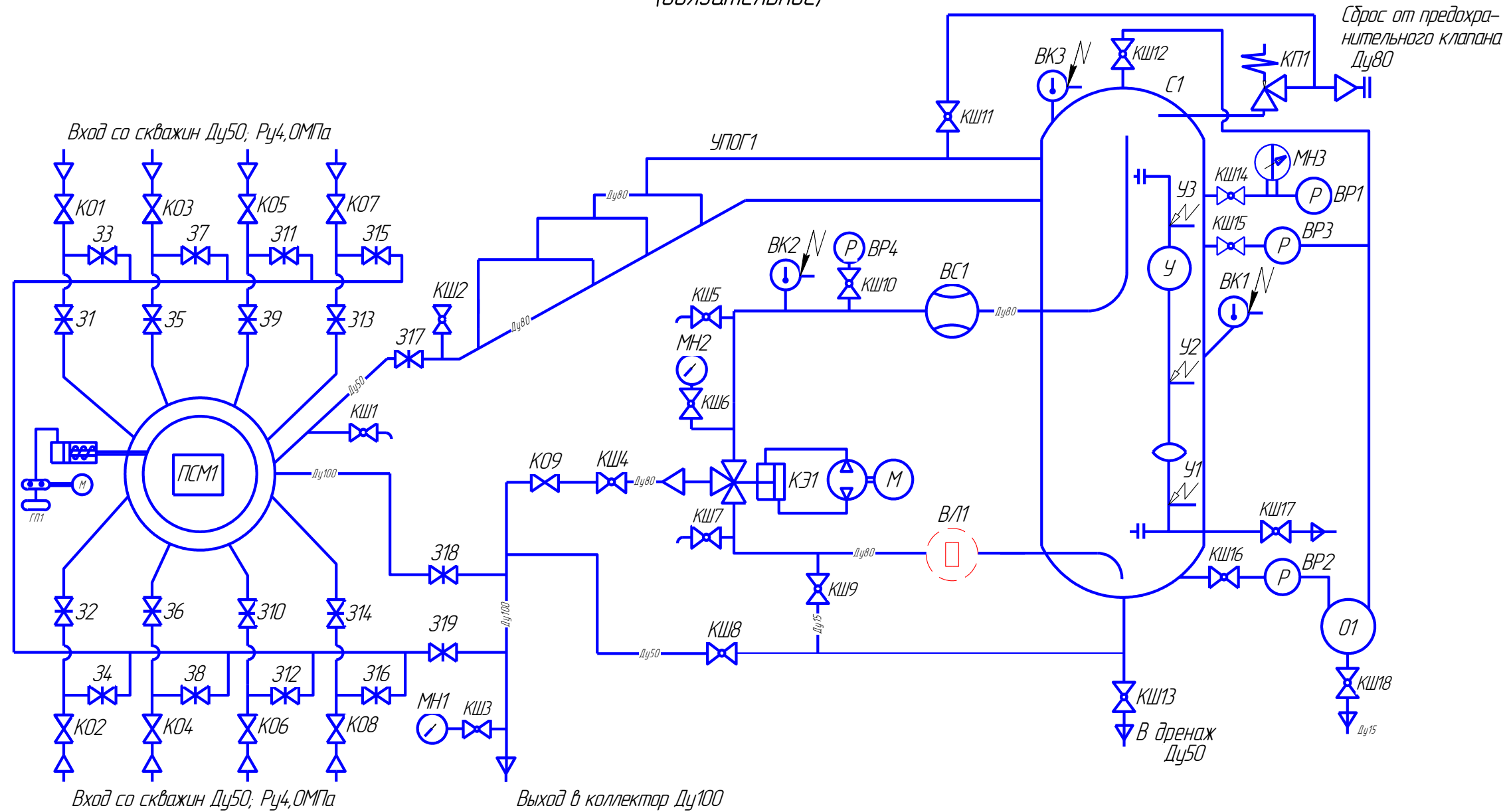
- «Общие правила перевозки грузов автотранспортом», утвержденные Министерством автомобильного транспорта РСФСР, от 30 июля 1971г;

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Киров +7 (8332) 20-58-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Курск +7 (4712) 23-80-45	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Казань +7 (843) 207-19-05	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Калуга +7 (4842) 33-35-03	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
			Ярославль +7 (4852) 67-02-35

**сайт: sibneft.pro-solution.ru | эл. почта: sna@pro-solution.ru
телефон: 8 800 511 88 70**

Приложение А
(обязательное)



К01...К08 – Затвор обратный поворотный DN 50; PN4,0 МПа;
 К09 – Затвор обратный поворотный DN 80; PN4,0 МПа;
 КШ1;КШ3;КШ5...КШ7;КШ9;КШ10;КШ11;КШ12;КШ14...КШ18 – Кран шаровой
 типа КШМ DN 15; PN4,0 МПа;
 КШ2 – Кран шаровой типа КШМ; DN 25; PN4,0 МПа;
 КШ8;КШ13 – Кран шаровой типа КШФ; DN50; PN4,0 МПа;
 КШ4 – кран шаровой КШФ; DN80; PN4,0 МПа;
 КЭ1 – Кран шаровой типа КШ 100-4-Т1-Г;
 МН1, МН2 – Манометр избыточного давления показывающий;

МНЗ – Манометр электроконтактный;
 ПСМ1 – Переключатель скважин многоходовой;
 О1 – Бачок;
 С1 – Емкость сепарационная вертикальная;
 УПОГ1 – Устройство предварительного отбора газа;
 У – Уровнемер с флажковой индикацией;
 У1...У3 – Датчики уровня;
 ГП1 – Привод гидравлический;
 ВК1, ВК2, ВК3 – Датчик температуры электрический;

ВР1, ВР4 – Датчик избыточного давления;
 ВР2, ВР3 – Датчик дифференциального давления;
 31...317 – Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем DN 50; PN4,0 МПа;
 318,319 – Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем DN 100; PN4,0 МПа;
 КП1 – Клапан предохранительный пружинный типа СППК;
 В/11 – Первичный измерительный преобразователь из состава
 влагомера нефти ВСН-2-50-100 (устанавливается по требованию заказчика);
 ВС1 – Датчик из состава счетчика газа вихревого СВГ.М.

Рисунок А.1 – Установка измерительная групповая "Спутник-М 4,0-8-400". Блок технологический.
 Схема гидравлическая принципиальная

Приложение Б
(обязательное)

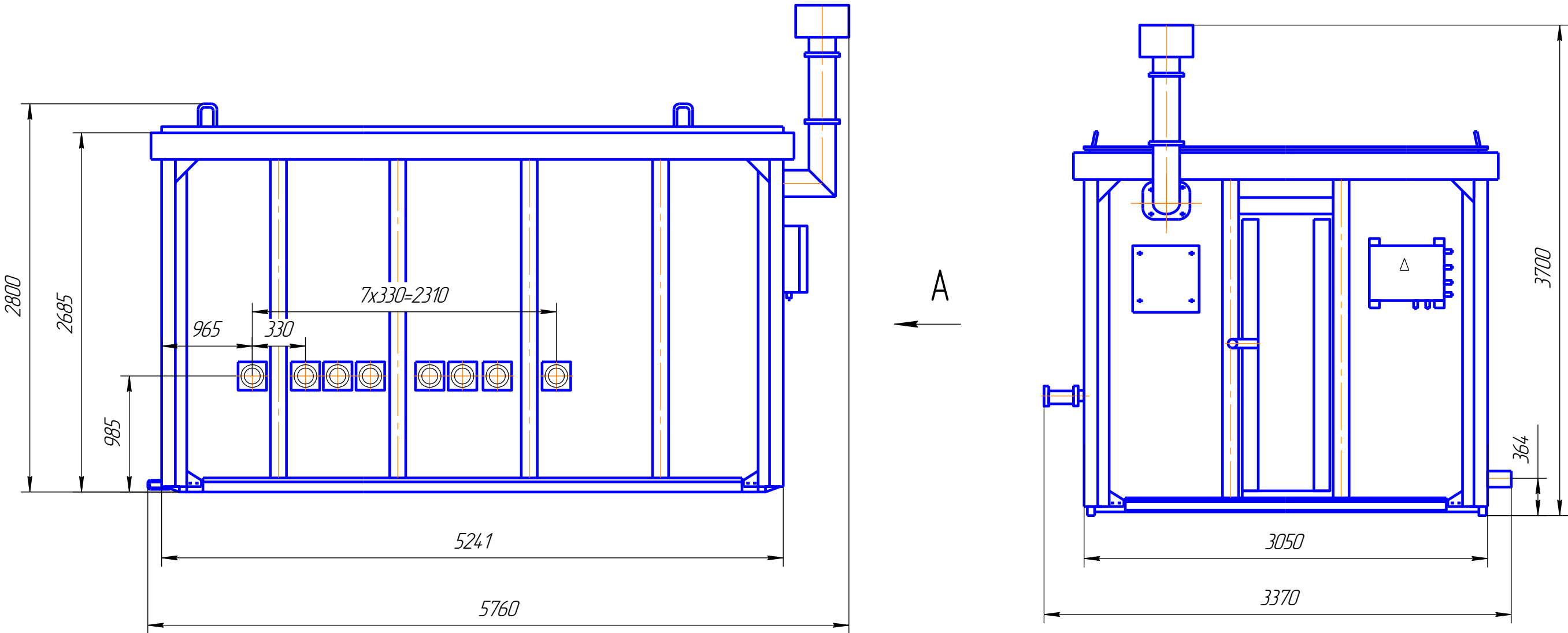


Рисунок Б.1 – Блок технологический установки "Спутник-М 4,0-8-400". Общий вид.

Продолжение приложения Б
(обязательное)

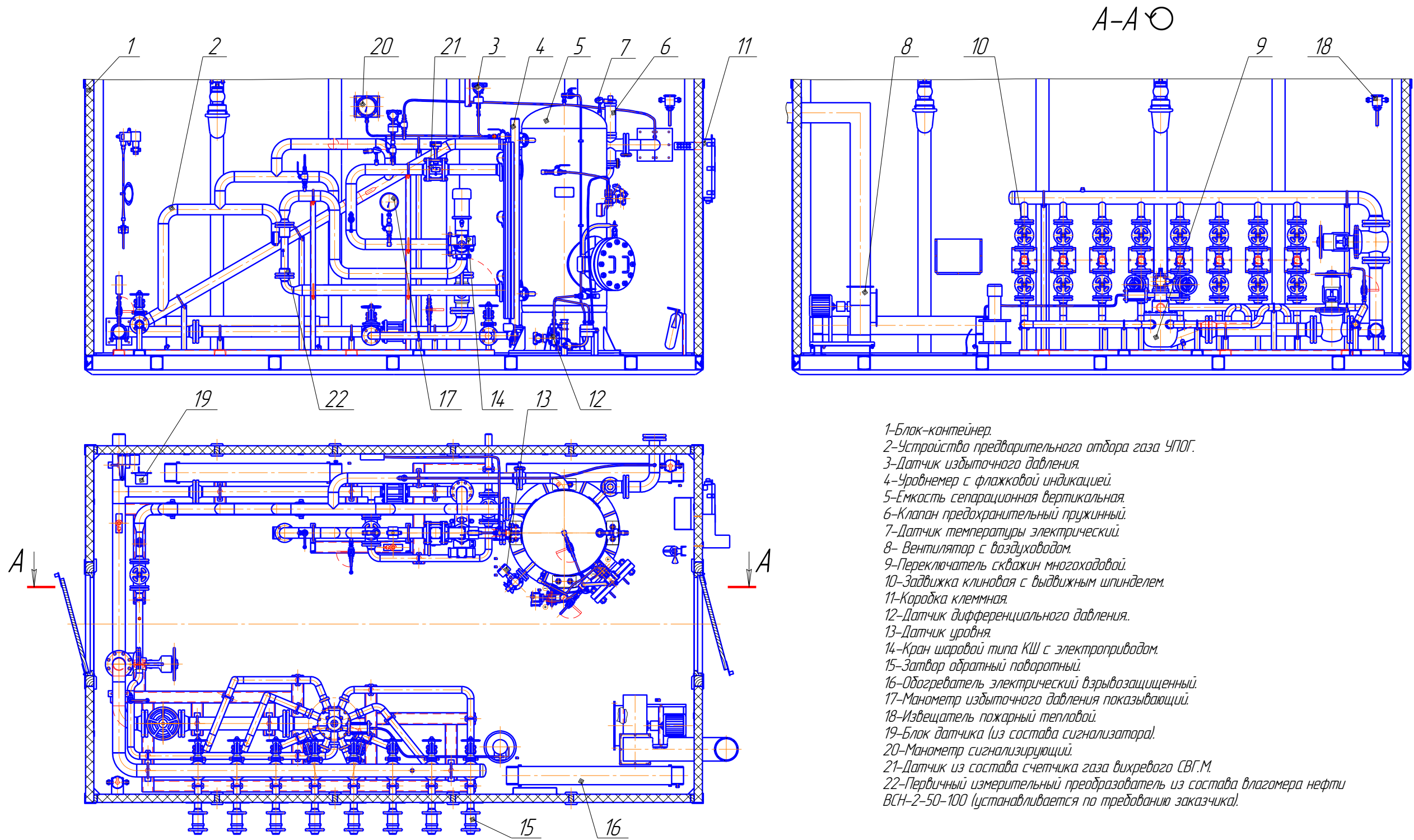


Рисунок Б.2-Состав блока технологического.

Приложение В
(обязательное)

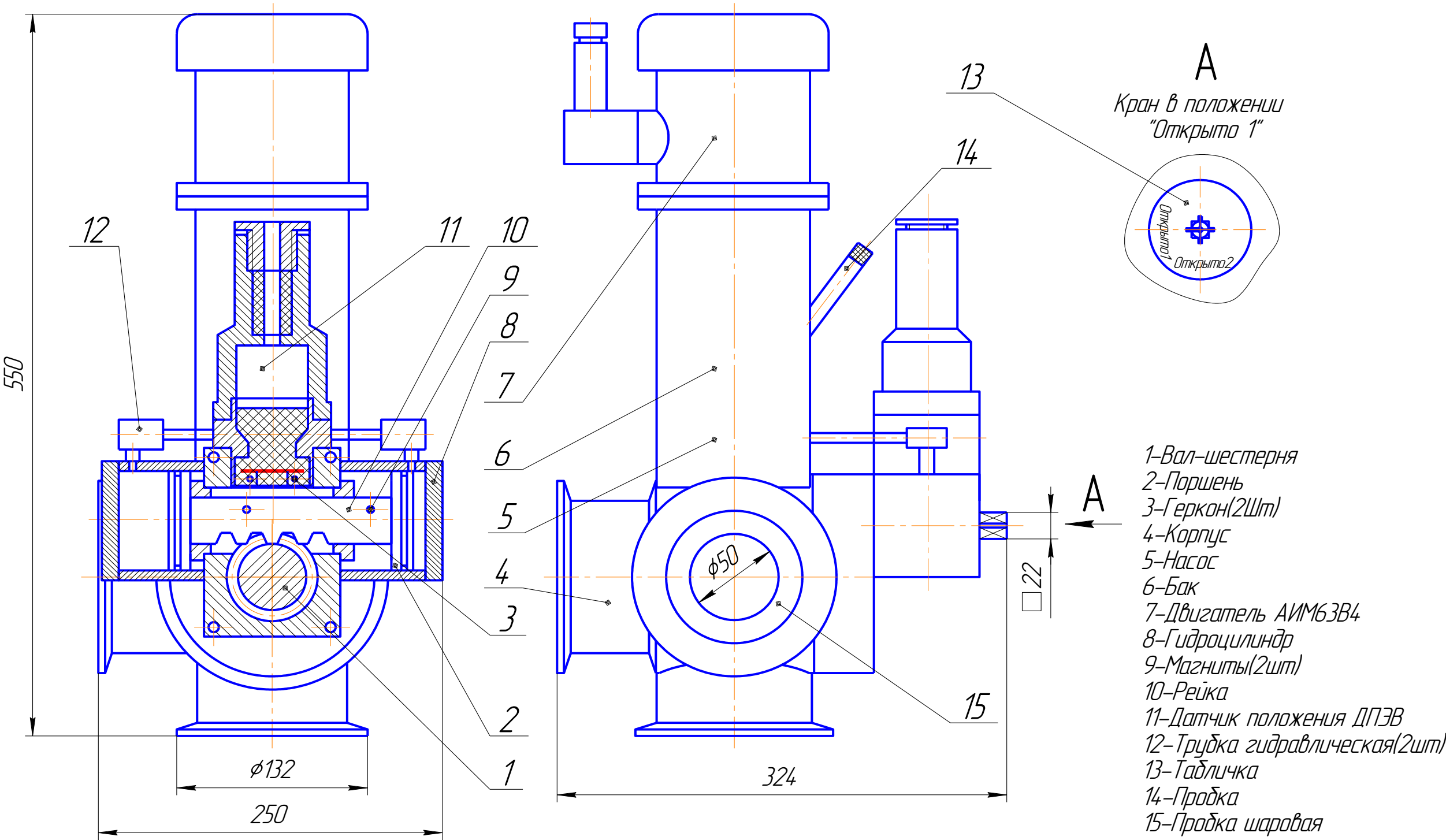


Рисунок В.1 – Кран шаровой КЭ1. Общий вид

Приложение Г
(обязательное)

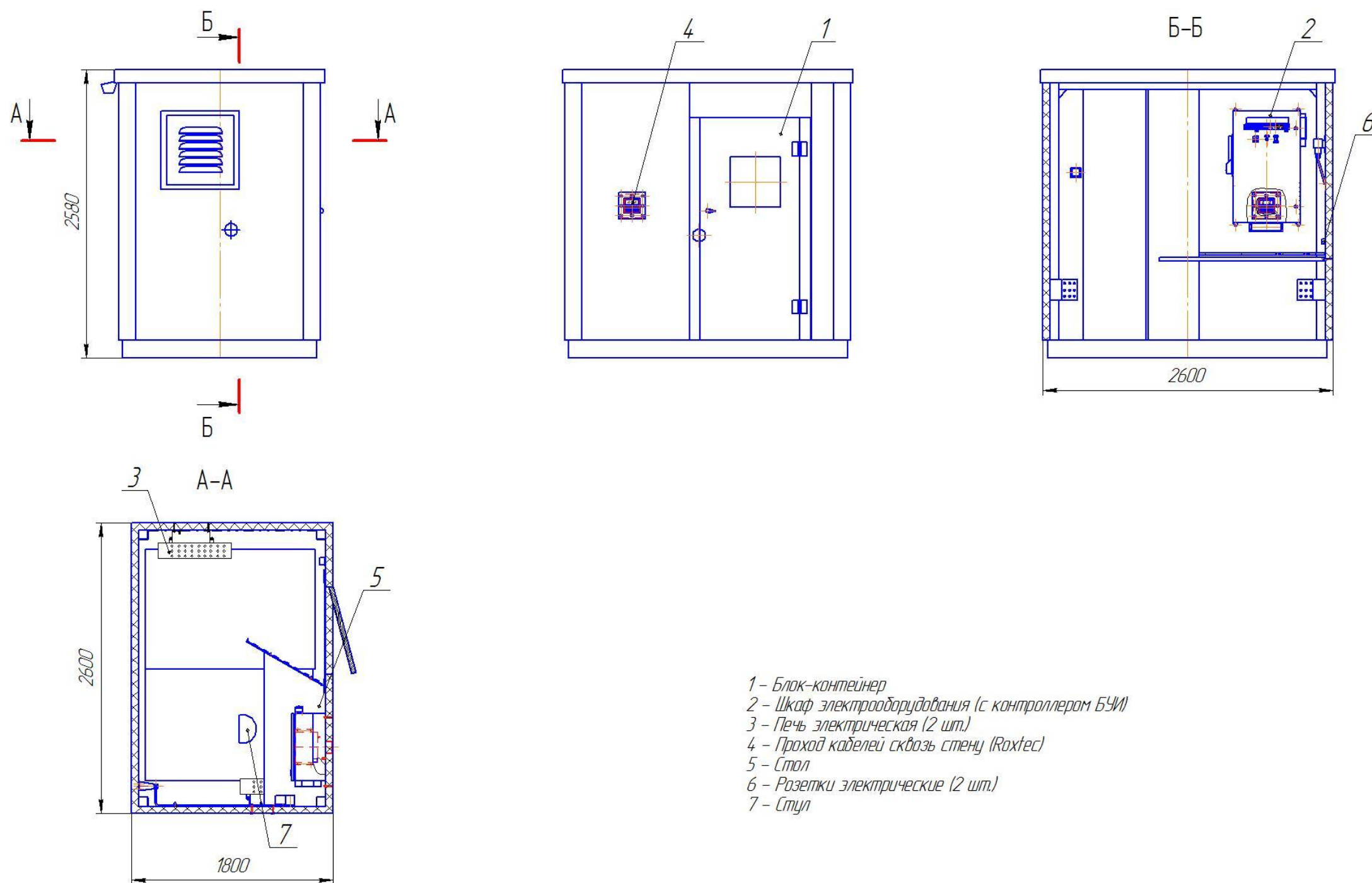


Рисунок Г.1 – Блок контроля и управления. Общий вид.