

Введение	3
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	4
(рулонное изготовление)	6
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические для хранения нефти объемом от 100 до 700 м ³	6
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические для хранения нефти объемом от 1 000 до 5 000 м ³	7
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические с понтоном для нефти объемом от 10 000 до 30 000 м ³	8
(полистовое изготовление)	9
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический для хранения нефти объемом 5 000 м ³	9
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для хранения нефти объемом 5 000 м ³	10
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для хранения нефти объемом 10 000 м ³	11
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический для хранения нефти объемом 20 000 м ³	12
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с защитной стенкой объемом 20 000 м ³	13
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для хранения нефти объемом 30 000 м ³	14
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с двудечной плавающей крышей объемом 50 000 м ³	15
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с купольной крышей и понтоном для нефти 50 000 м ³	16
Опросный лист для заказа РВС.....	17
Муфты, патрубки	21
Муфта композитная П1.....	21
Муфта обжимная приварная П2 с технологическими кольцами.....	22
Муфта галтельная П3 для ремонта сварных кольцевых швов.....	23
Муфта галтельная с короткой полостью П4 для ремонта сварных кольцевых швов с заполнением антикоррозионной жидкостью.....	24
Муфта сварная галтельная П5 с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов.....	25
Муфта удлиненная галтельная П6 для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью.....	26
Патрубок приварной П7 со сферической заглушкой для постоянного ремонта технологических отверстий и врезок.....	27
Устройства концевые запуска-приема средств очистки и диагностики магистральных трубопроводов	28
Устройства концевые запуска-приема средств очистки и диагностики диаметром от Ду 200 до 1200 мм.....	28
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов с рабочим давлением от 6,3 МПа до 15,0 МПа	50
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов диаметром от Ду 150 до 1200 с рабочим давлением 8,0 МПа.....	55
Опросный лист для заказа камер запуска-приема «СОД» нефтепроводов.....	73
Временные камеры запуска и приема средств очистки и диагностики нефтепроводов диаметром от Ду 150 до 1200 мм с рабочим давлением от 6,3 МПа до 12,5 МПа	74
Опросный лист для заказа временных камер запуска-приема «СОД» нефтепроводов.....	78
Устройства концевые запуска и приема средств очистки и диагностики для газопроводов	79
Устройства концевые запуска и приема средств очистки и диагностики для газопроводов диаметром от Ду 300 до 1400 мм.....	81
Опросный лист для заказа камер запуска-приема «СОД» газопроводов.....	99
Фильтры	100
Фильтры-грязеуловители горизонтальные ФГГ.....	100
Опросный лист для заказа ФГГ.....	106
Детали соединительные трубопроводов.....	107

ВВЕДЕНИЕ

ООО «Курганхиммаш» является поставщиком специального оборудования для обустройства, ремонта и обслуживания магистральных трубопроводов, нефтеналивных парков.

К ним относятся:

- резервуары стальные вертикальные цилиндрические;
- резервуарное оборудование (клапаны дыхательные, предохранители огневые)
- муфты и патрубки ремонтные для магистральных трубопроводов;
- устройства концевые (камеры) запуска и приема средств очистки и диагностики магистральных трубопроводов;
- фильтры - грязеуловители для магистральных трубопроводов;

Резервуары вертикальные стальные предназначены для хранения нефти, нефтепродуктов и других неагрессивных продуктов.

ООО «Курганхиммаш» изготавливает резервуары объемом от 100 до 50000 м³ методами полистовой и рулонной (резервуары небольших объемов) сборки по специальным проектам с крышами различных конструкций: стационарными, плавающими. Материальное исполнение металлоконструкций резервуаров зависит от конкретных условий эксплуатации: хранимого продукта, климатических условий, сейсмичности в районе строительства резервуара и т.п.

Муфты предназначены для ремонта сварных кольцевых швов трубопроводов, дефектов геометрии поверхности труб, недопустимых дефектов основного металла труб на действующих магистральных нефтепроводах.

ООО «Курганхиммаш» выпускает муфты ремонтные тип П1, П2, П3, П4, П5, П6, патрубки – тип П7 диаметром от 219 до 1220 мм. Муфты изготавливаются различных исполнений, в зависимости от диаметра и толщины стенки ремонтируемого трубопровода.

Устройства концевые (камеры) запуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов (СОД) предназначены для запуска и приема СОД трубопроводов (выпускаются климатического исполнения - У и ХЛ).

ООО «Курганхиммаш» изготавливает камеры запуска и приема СОД:

- нефтепроводов (Ду от 200 до 1200 мм, давлением до 12,5 МПа; левого и правого исполнения; при блочном исполнении – комплектуется лотком, тяговым устройством, краном консольным, площадками обслуживания)

- газопроводов (Ду от 300 до 1400 мм, давлением до 12,5 МПа; левого и правого исполнения).

Фильтры – грязеуловители для магистральных трубопроводов предназначены для очистки нефти от механических примесей, посторонних предметов, глины, парафино-смолистых отложений и окалины, образующихся во время ремонта и эксплуатации линейной части нефтепровода.

РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ ДЛЯ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ДРУГИХ НЕАГРЕССИВНЫХ ПРОДУКТОВ.

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические предназначены для хранения нефти, нефтепродуктов, воды и других неагрессивных продуктов.

Условия и районы эксплуатации резервуаров задаются заказчиком и принимаются проектировщиком с учетом положений строительных норм, правил, руководящих документов.

Климатическое исполнение - УХЛ, ХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Металлоконструкции резервуаров изготавливаются отдельными отправочными узлами и деталями, которые монтируются в изделие на месте монтажа силами и средствами заказчика. По требованию заказчика, могут поставляться металлоконструкции на отдельные узлы и детали, применяемые для капитального ремонта (реконструкции) резервуаров.

Металлоконструкции резервуаров при заказе имеют наименование и обозначение проекта, согласно которого они изготавливаются.

По конструкции резервуары подразделяются:

на две категории:

- резервуары с объемами и геометрическими параметрами соответствующими строительному номиналу с обозначением категория А;
- резервуары с объемами и геометрическими параметрами соответствующими потенциальной полезной емкости с обозначением категория Б.

на три типа:

- со стационарными крышами без понтонов (РВС);
- со стационарными крышами с понтонами (РВСП);
- с плавающими крышами (РВСПК).

Резервуары объемом по строительному номиналу до 30000 м³ включительно изготавливаются как полистовым методом, так и методом рулонирования.

Резервуары изготавливаются также с защитными стенками (по технологии «стакан в стакане»).

Основные параметры и размеры резервуаров со стационарными крышами без понтонов и с понтонами

Таблица 1

Условное обозначение резервуара	Объем, м ³		Диаметр стенки, м	Высота стенки, м
	Строительный	Потенциальный полезный		
РВС-100	105	100	4,73	6,0
РВС-200	207	200	6,63	6,0
РВС-300	338	300	7,58	7,5
РВС-400	429	400	8,53	7,5
РВС-700	769	700	10,43	9,0
РВС-1000	1018	957	10,4	11,92
РВС-2000	2157	2045	15,2	11,92
РВС-3000	3344	3161	18,9	11,92
РВСП-3000	3344	2642	18,9	11,92
РВС-5000	4875	4446	22,8	14,94
РВСП-5000	4875	3813	22,8	14,94
РВС-10000	13788	12649	35,50	13,93
РВСП-10000	13788	11115	35,50	13,93
РВС-20000	22749	20871	45,6	13,93
РВСП-20000	22749	18340	45,6	13,93
РВС-30000	29249	27371	45,60	17,91
РВСП-30000	29249	24840	45,60	17,91

Продолжение таблицы 1

Условное обозначение резервуара	Объем, м ³		Диаметр стенки, м	Высота стенки, м
	Строительный	Потенциальный полезный		
РВС-1000	2163	1149,43	15,2	11,92
РВС-2000	3826	2298,85	20,2	11,94
РВС-3000	6003	3448,28	25,3	11,94
РВСП-3000	6003	3448,28	25,3	11,94
РВС-5000	10968	5747,13	34,2	11,94
РВСП-5000	10968	5747,13	34,2	11,94
РВС-10000	19500	11494,25	45,6	11,94
РВСП-10000	19500	11494,25	45,6	11,94
РВС-20000	32680	22988,51	48,2	17,91
РВСП-20000	32680	22988,51	48,2	17,91
РВС-30000	47975	34482,76	58,4	17,91
РВСП-30000	47975	34482,76	58,4	17,91

**Основные параметры и размеры резервуаров
с плавающими крышами**

Таблица 2

Условное обозначение резервуара	Объем, м ³		Диаметр стенки, м	Высота стенки, м
	Строительный	Потенциальный полезный		
РВСПК-20000	19500	15090	45,6	11,94
РВСПК-30000	29250	24840	45,6	17,91
РВСПК-50000	51830	44014	60,7	17,91

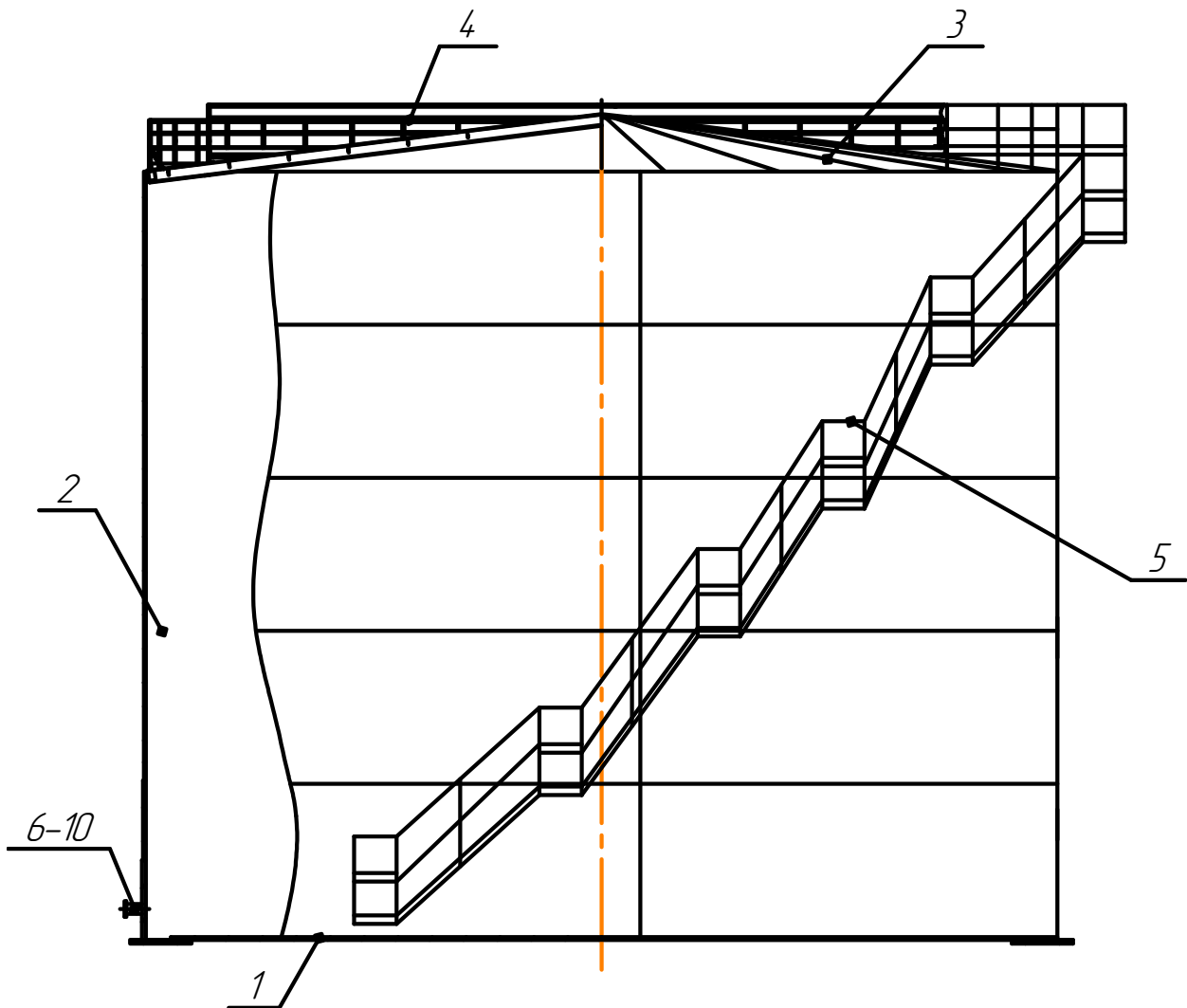
Продолжение таблицы 2

Условное обозначение резервуара	Объем, м ³		Диаметр стенки, м	Высота стенки, м
	Строительный	Потенциальный полезный		
РВСПК-20000	32680	22988,51	48,2	17,91
РВСПК-30000	47975	34482,76	58,4	17,91
РВСПК-50000	76405	57471,26	73,7	17,91

Примечание: расчетные параметры должны уточняться при проектировании резервуаров.

Резервуары (рулонное изготовление)

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические
для хранения нефти объемом от 100 до 700 м³



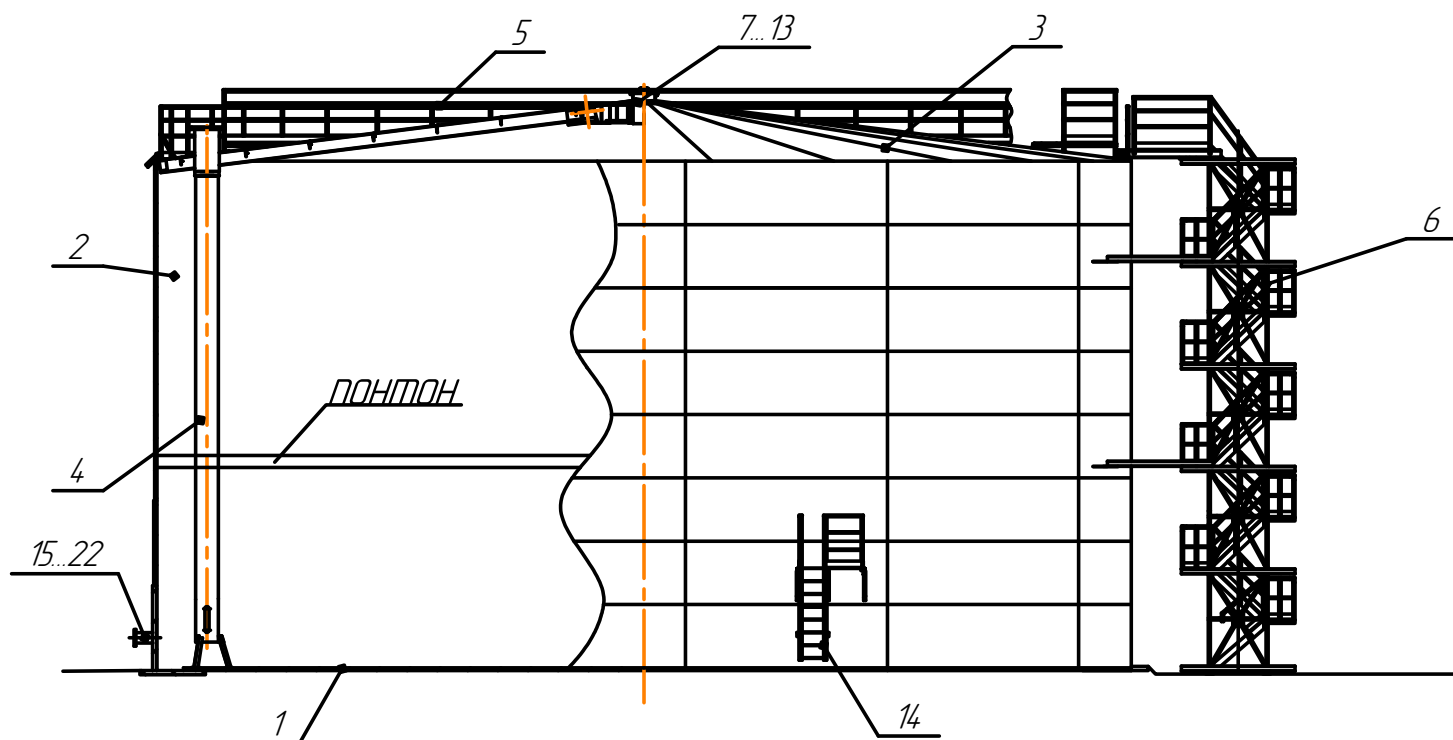
- 1. Днище
- 2. Стенка
- 3. Крыша
- 4. Площадка обслуживания
- 5. Лестница кольцевая
- 6-10. Люки и патрубки в стенке

Техническая характеристика резервуаров

Объем резервуара, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Кол-во рулонов	Ориентировочная масса*, т
100	4730	6000	1	от 9 до 10
200	6630	6000	1	от 12 до 14
300	7580	7500	1	от 15 до 18
400	8530	7500	1	от 19 до 23
700	10430	9000	1	от 27 до 32

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические с понтоном для хранения нефти объемом от 1000 до 5000 м³



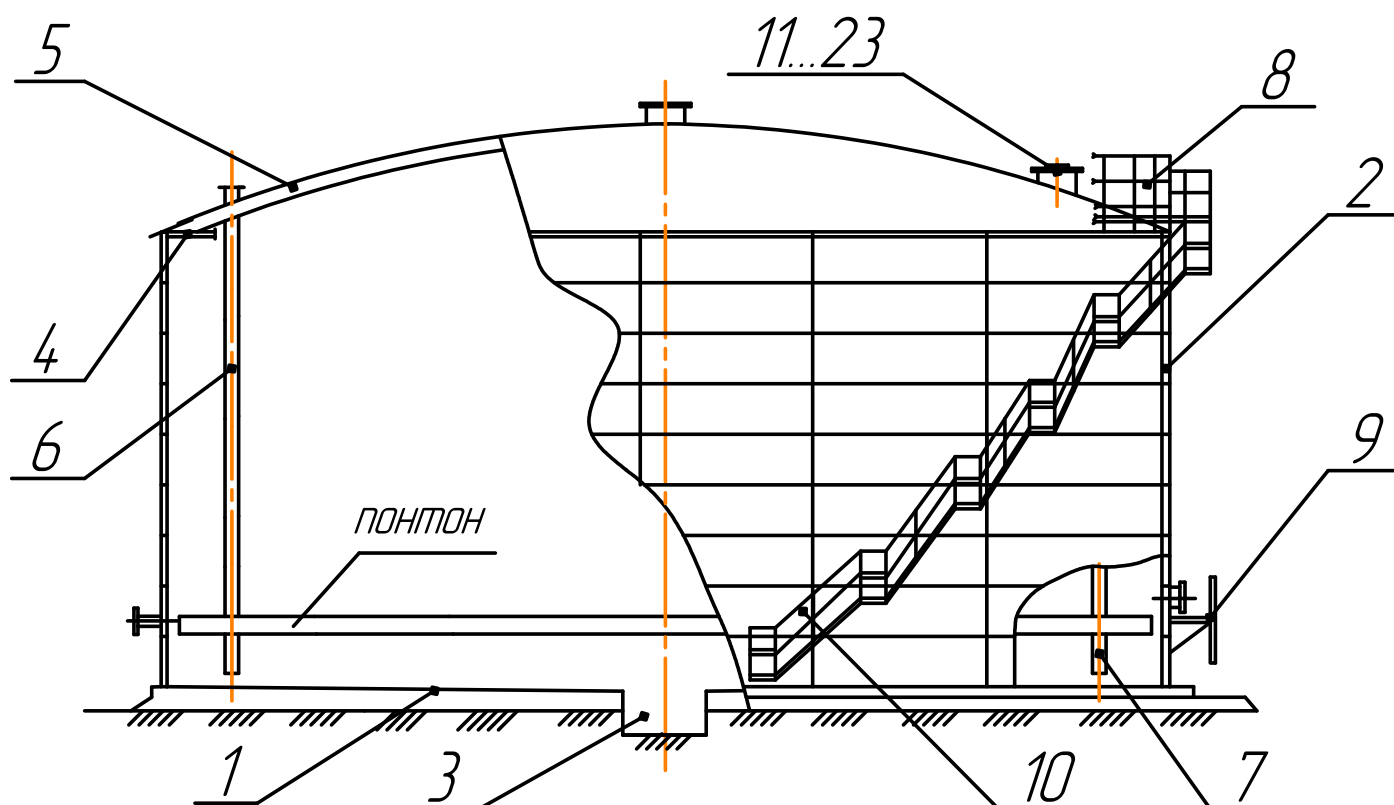
1. Днище
2. Стенка
3. Крыша
4. Направляющие понтона
5. Площадки обслуживания
6. Лестница шахтная
- 7-13. Люки и патрубки в крыше
14. Площадка и стремянка у люка-лаза во втором поясе стенки
- 15-22. Люки и патрубки в стенке

Техническая характеристика резервуаров

Объем резервуара, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Кол-во рулонов	Ориентировочная масса*, т
1000	10430	12000	1	от 34 до 44
2000	15180	12000	1	от 53 до 65
3000	18900	12000	1	от 90 до 110
3000	16500	15000	1	от 75 до 90
5000	22800	12000	2	от 125 до 150
5000	20920	15000	2	от 115 до 150

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические с понтоном для нефти объемом от 10 000 до 30 000 м³



1. Днище
2. Стенка
3. Зумпф для зачистки
4. Опорное кольцо
5. Крыша
6. Направляющая понтона № 2
7. Направляющая понтона № 1
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Площадка и стремянка у люка – лаза во втором поясе стенки
10. Кольцевая лестница
- 11-23. Люки и патрубки на стенке и крыше

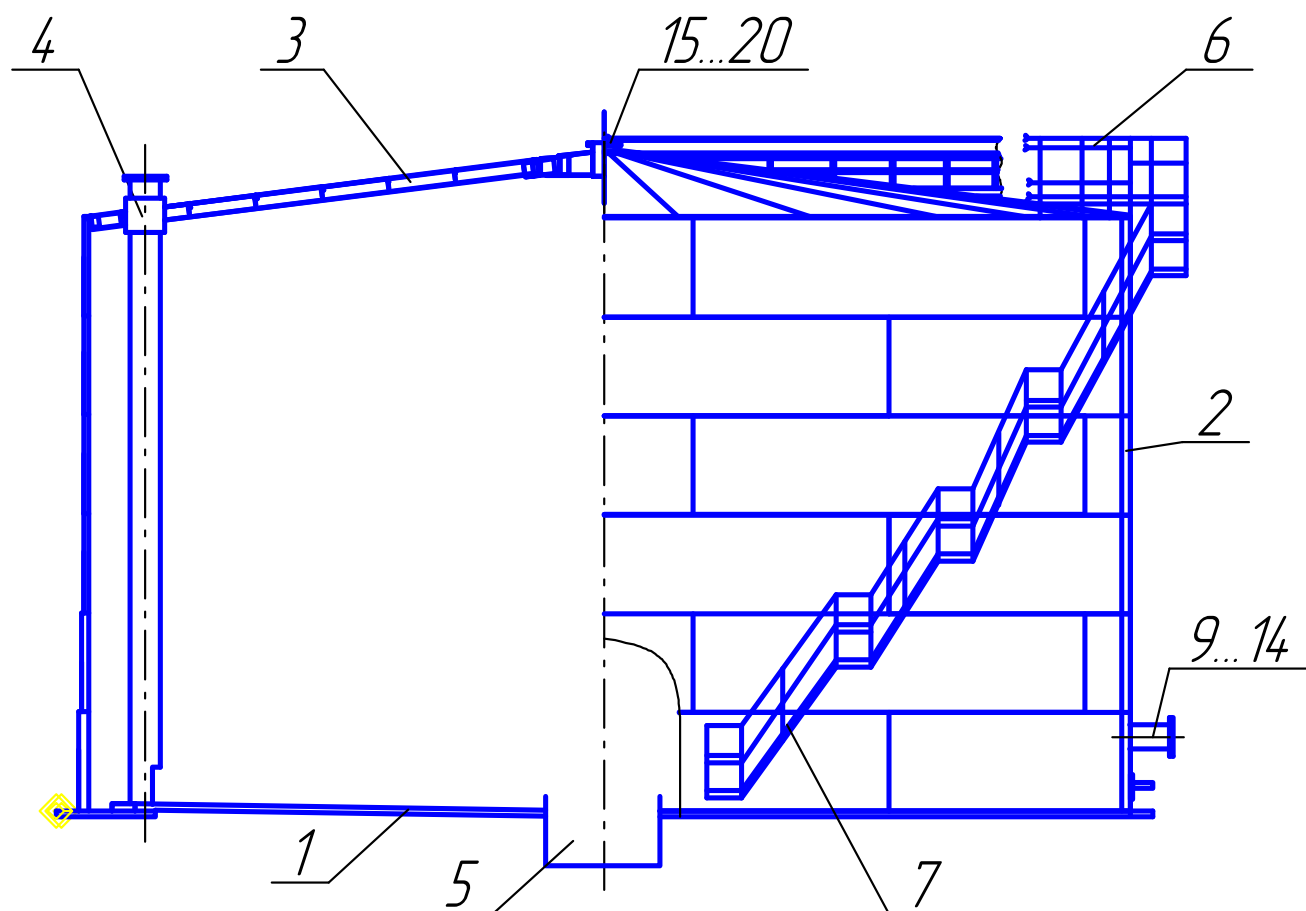
Техническая характеристика резервуаров

Объем резервуара, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Кол-во рулонов	Ориентировочная масса*, т
10 000	28500	18000	4	от 250 до 280
20 000	39900	18000	7	от 410 до 430
30 000	45600	18000	8	от 540 до 570

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуары (полистовое изготовление)

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический
для хранения нефти объемом 5000 м³



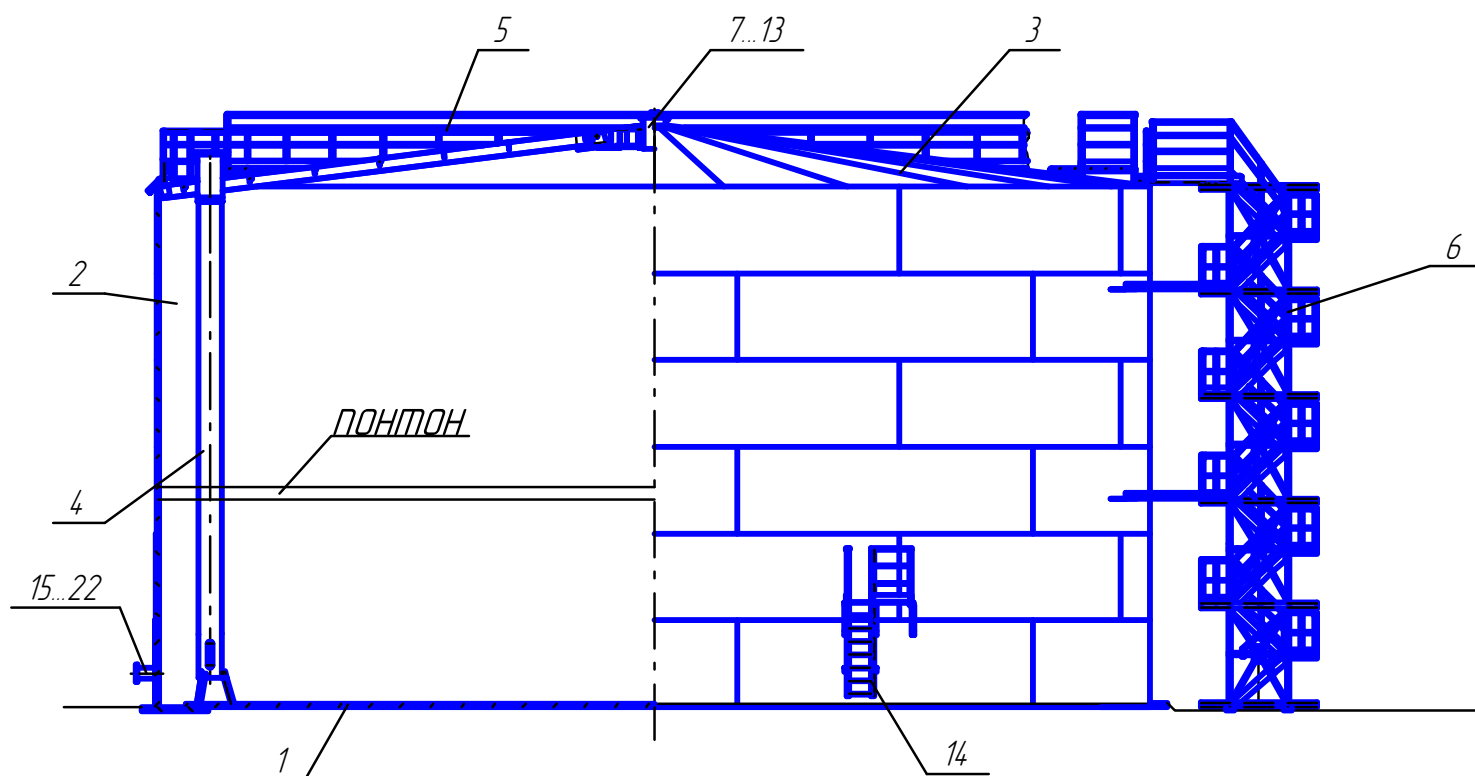
- 1. Днище
- 2. Стенка
- 3. Крыша
- 4. Труба сброса
- 5. Зумпф для патрубку зачистки
- 6. Площадка обслуживания на крыше
- 7. Лестница кольцевая
- 8-14. Люки и патрубки в стенке
- 15-20. Люки и патрубки в крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	5000
Внутренний диаметр резервуара, мм	22800
Высота стенки, мм	11940
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	коническая, щитовая, распорной конструкции
Ориентировочная масса*, т	от 129 до 145

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для хранения нефти объемом 5000 м³



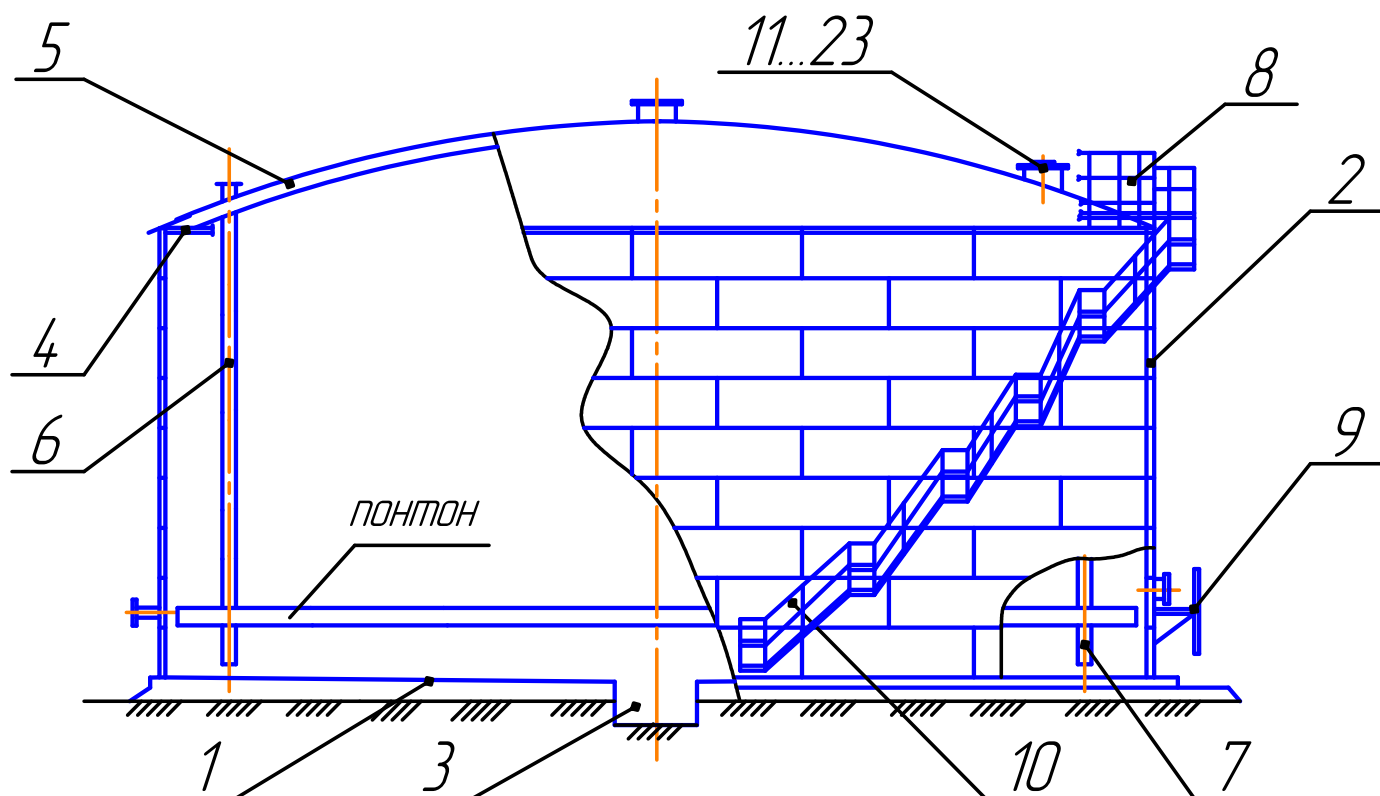
1. Днище
2. Стенка
3. Крыша
4. Направляющие понтона
5. Площадка обслуживания
6. Лестница шахтная
- 7 – 13. Люки и патрубки в крыше
14. Площадка и стремянка у люка лаза во 2 поясе стенки
- 15 – 22. Люки и патрубки в стенке

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	5000
Внутренний диаметр резервуара, мм	22800
Высота стенки, мм	11940
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	коническая, щитовая
Ориентировочная масса*, т	от 129 до 145

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для нефти объемом 10000 м³



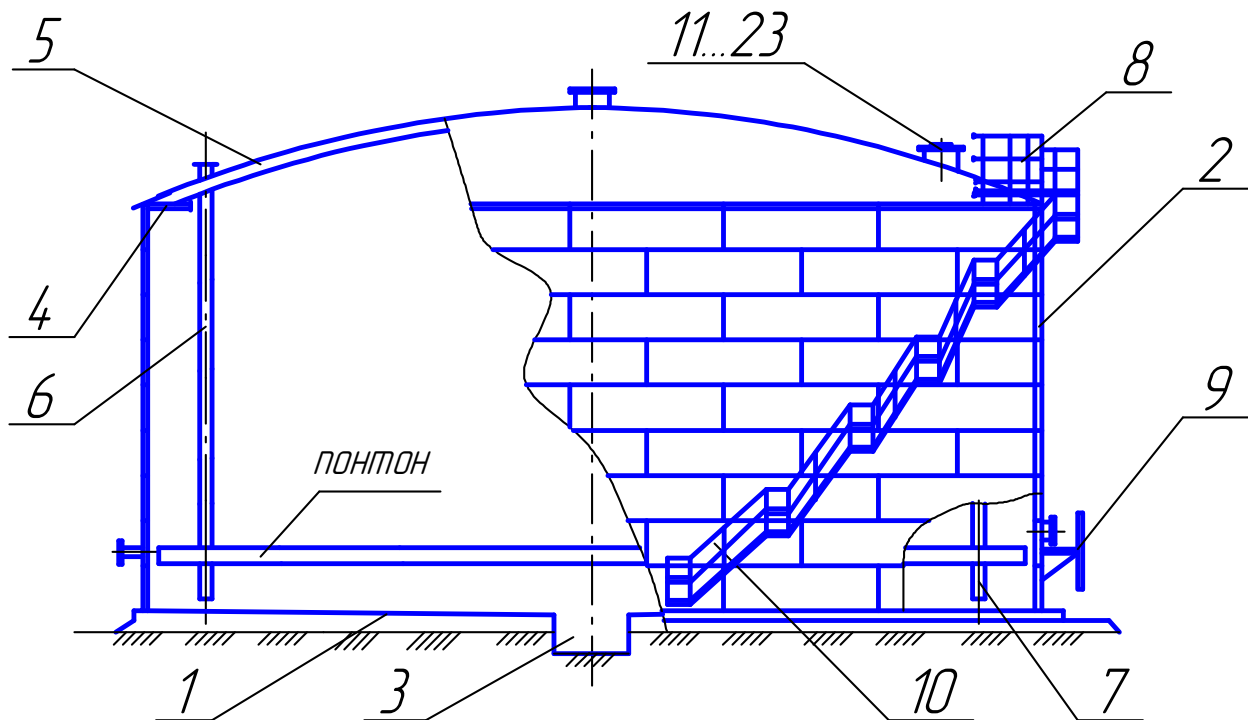
1. Днище
2. Стенка
3. Зумпф для зачистки
4. Опорное кольцо
5. Крыша
6. Направляющая понтона № 2
7. Направляющая понтона № 1
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Площадка и стремянка у люка-лаза во 2 поясе стенки
10. Кольцевая лестница
- 11 – 23. Люки и патрубки на стенке и крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	10000
Диаметр резервуара, мм	28500
Высота стенки, мм	17910
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	сферическая, каркасная
Ориентировочная масса*, т	от 250 до 280

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический для хранения нефти объемом 20000 м³



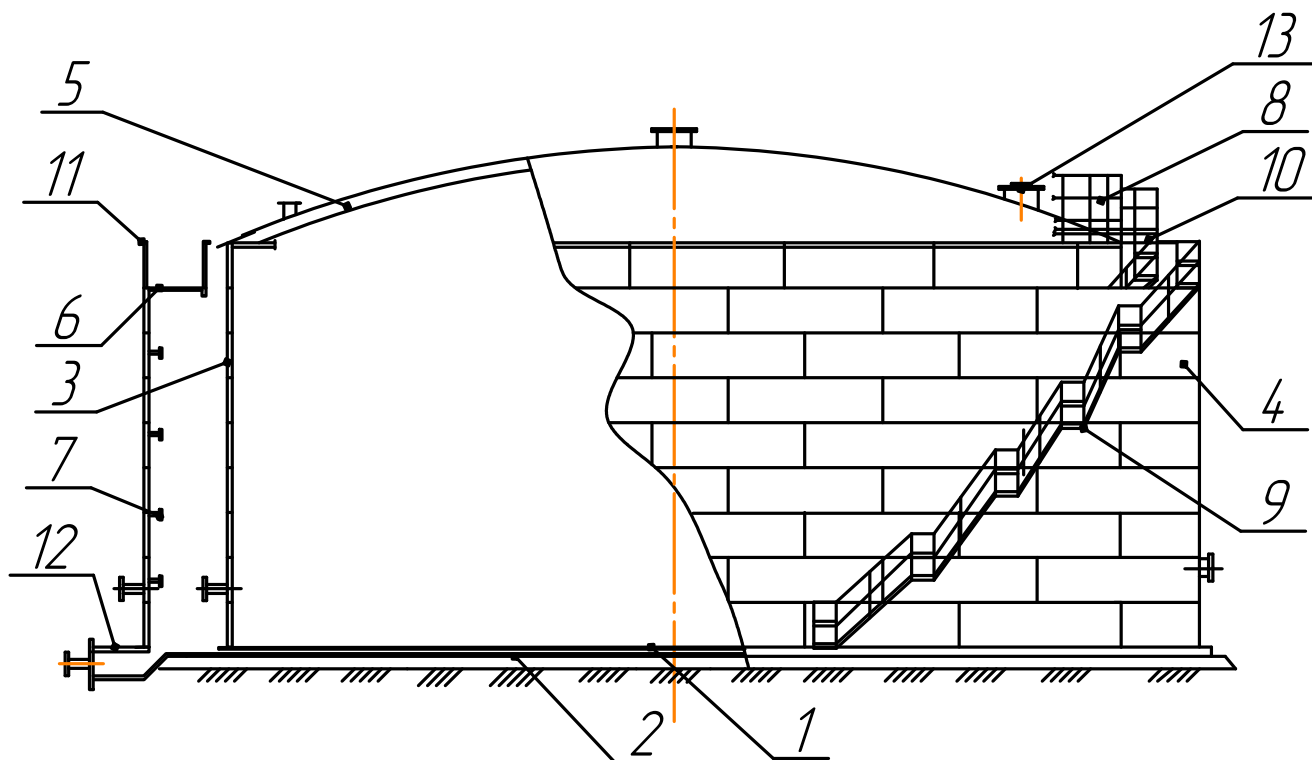
1. Днище
2. Стенка
3. Зумпф для зачистки
4. Опорное кольцо
5. Крыша
6. Направляющая понтона № 2
7. Направляющая понтона № 1
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Площадка и стремянка у люка-лаза во 2 поясе стенки
10. Кольцевая лестница
- 11 – 23. Люки и патрубки на стенке и крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	20000
Внутренний диаметр резервуара, мм	39900
Высота стенки, мм	17910
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	сферическая, каркасная
Ориентировочная масса*, т	от 420 до 460

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с защитной стенкой объемом 20000 м³



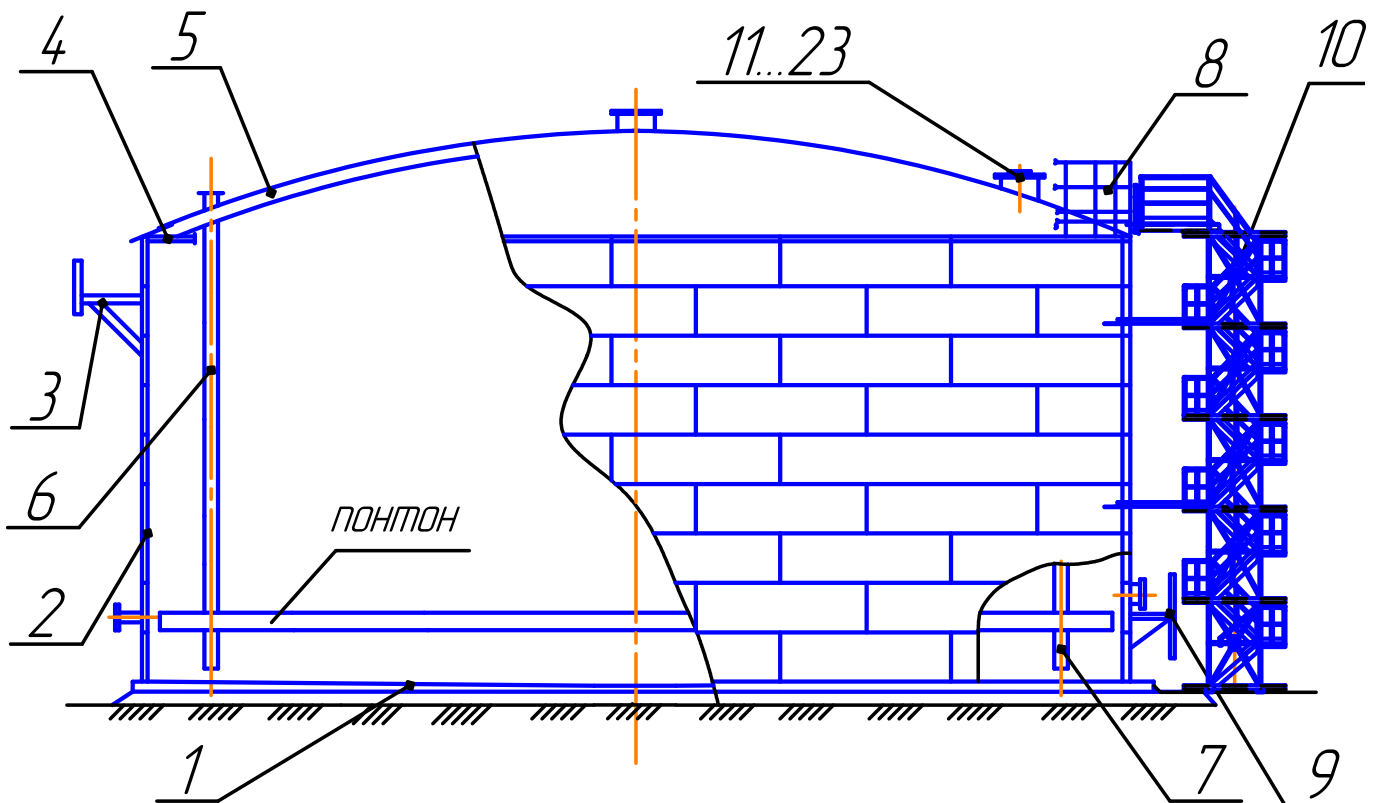
1. Основное днище
2. Защитное днище
3. Основная стенка
4. Защитная стенка
5. Крыша
6. Ветровое кольцо
7. Кольца жесткости
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Наружная лестница
10. Внутренняя лестница
11. Площадка по ветровому кольцу
12. Лотковые зумпфы зачистки
13. Люки и патрубki на стенках и крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	20000
Диаметр резервуара (по основной стенке), мм	39900
Диаметр резервуара (по защитной стенке), мм	44400
Высота основной стенки, мм	18000
Высота защитной стенки, мм	15000
Конструкция стенок	полистовая
Конструкция днищ	полистовая
Конструкция крыши	купольная самонесущая
Ориентировочная масса*, т	от 730 до 760

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический для хранения нефти объемом 30000 м³



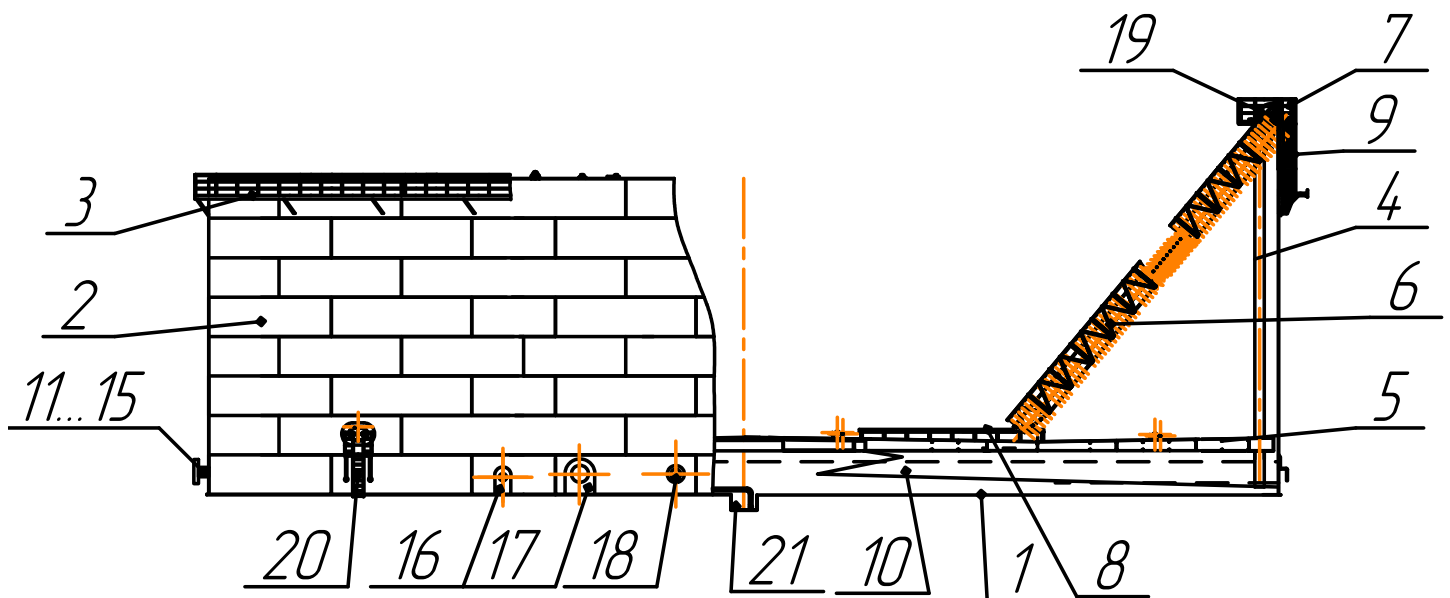
1. Днище
2. Стенка
3. Ветровое кольцо
4. Опорное кольцо
5. Крыша
6. Направляющая понтона № 2
7. Направляющая понтона № 1
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Площадка и стремянка у люка-лаза во 2 поясе стенки
10. Шахтная лестница
- 11 – 23. Люки и патрубки на стенке и крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	30000
Диаметр резервуара, мм	45600
Высота стенки, мм	17920
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	купольная, алюминиевая
Ориентировочная масса* (без крыши и понтона), т	до 500

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с двудечной плавающей крышей для хранения нефти объемом 50000 м³



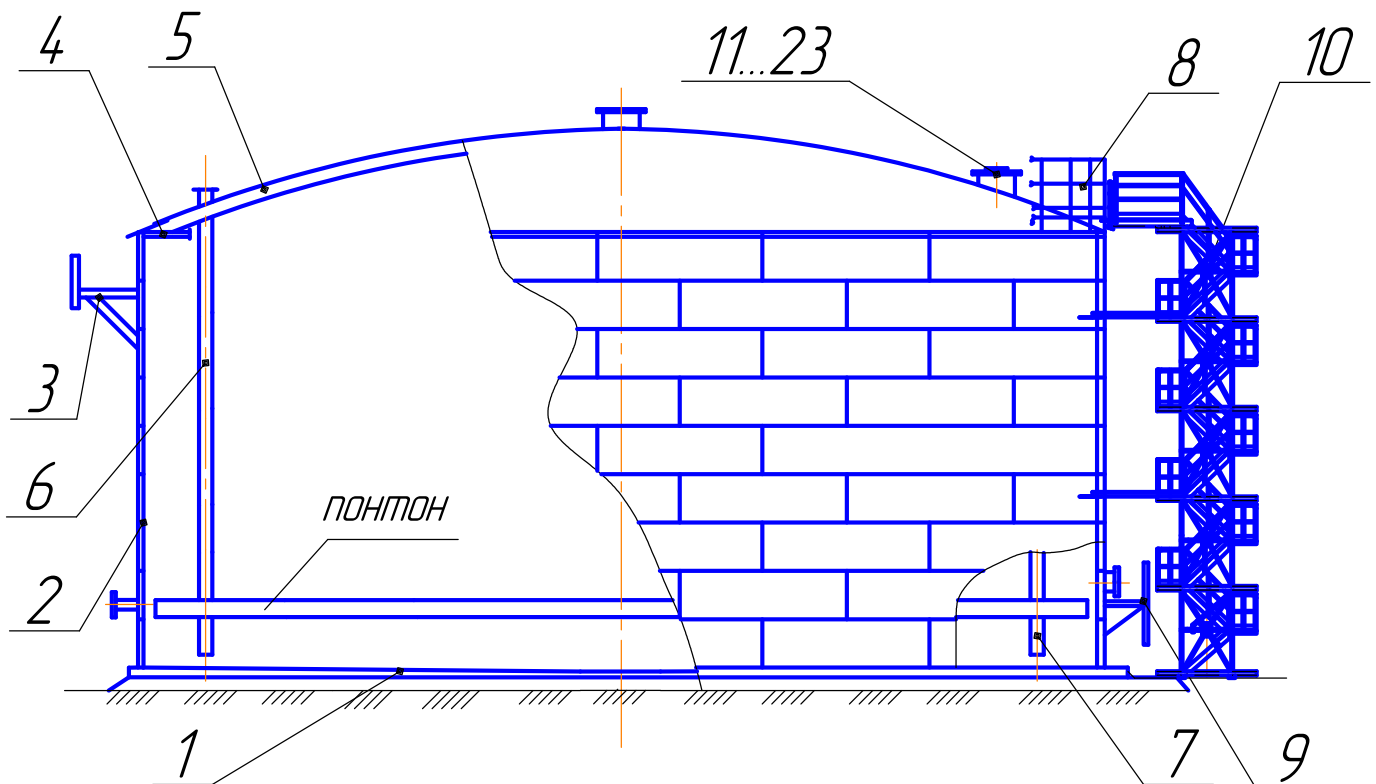
1. Днище
2. Стенка
3. Ветровое кольцо
4. Направляющая
5. Плавающая крыша
6. Катучая лестница
7. Переход на катучую лестницу
8. Путь катучей лестницы
9. Кольцевая лестница
10. Система дренажа плавающей крыши
- 11 – 18. Люки и патрубки на стенке и крыше
19. Радарный уровнемер
20. Площадка и стремянка люка-лаза в стенке
21. Зумпф зачистки

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	50000
Внутренний диаметр резервуара, мм	60700
Высота стенки, мм	18020
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	полистовая
Конструкция крыши	двудечная, плавающая
Ориентировочная масса*, т	От 1100 до 1130

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном для нефти объемом 50000 м³



1. Днище
2. Стенка
3. Кольцо жесткости
4. Опорное кольцо
5. Крыша
6. Направляющая понтона № 2
7. Направляющая понтона № 1
8. Площадки и ограждения на крыше
9. Площадка и стремянка у люка-лаза во 2 поясе стенки
10. Шахтная лестница
- 11 – 23. Люки и патрубки на стенке и крыше

Техническая характеристика резервуара

Объем резервуара, м ³	50000
Внутренний диаметр резервуара, мм	60700
Высота стенки, мм	18000
Конструкция стенки	полистовая
Конструкция днища	рулонная
Конструкция крыши	купольная, металлическая
Ориентировочная масса* (без понтона), т	От 1000 до 1100

* Масса зависит от типа исполнения резервуара

Опросный лист на резервуары вертикальные стальные

1. Общая информация.

(- нужное зачеркнуть)

Заказчик:

Адрес:..... Телефон:..... Телетайп:

Монтажная площадка:.....

Адрес:..... Телефон:.....

1.3. Конструкция резервуара и его емкость(м³): Проект

- вертикальный цилиндрический с фиксированной крышей
 - вертикальный цилиндрический с фиксированной крышей и понтоном
 - вертикальный цилиндрический с плавающей крышей
 - другие.....

1.4. Класс ответственности (опасности) резервуара (ЗАПОЛНЯЕТСЯ ЗАКАЗЧИКОМ)

- Класс 1
 - Класс 2
 - Класс 3

1.5. Требуемые габариты: высота (стенки) мм
 внутренний диаметр мм

1.6. Назначение резервуара: хранимый продукт
 плотность тн/м³
 температура продукта °С
 проектное давление кПа

1.7. Условия эксплуатации: вакуум кПа
 снеговая нагрузка кгс/см²
 ветровая нагрузка кгс/см²
 температура наиболее холодных суток
 с обеспеченностью 0,98 по СНиП 23.01-99 °С
 сейсмичность района балл

1.8. Способ изготовления конструкций:

- Стенка - рулонный; - листовой
 Днище - рулонный; - листовой
 Окрайка - рулонный; - листовой
 кровля -рулонированная коническая
 - щитовая самонесущая
 - каркасная: - рулонированный настил; - листового настил
 - взрывобезопасная
 1.9. Конструкция лестницы: - кольцевая многомаршевая
 - шахтная
 -

1.10. Наличие теплоизоляции (ее толщина):

- стенка - да (..... мм) - нет
 крыша - да (..... мм) - нет

1.11. Допуск на коррозию: стенка мм
 днище мм
 крыша мм

1.12. Материалы по видам конструкций:

Вид конструкции	Ст3сп (С245)	09Г2С (С345)	Другой
Стенка	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Днище	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Крыша	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Остальн. конструкции	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

1.13. Примечание (заказчик может указать состояние поставки: максимальную массу грузового места, желаемое членение конструкций и т.д.):

2. Состав конструкций для установки механического технологического оборудования.

(- нужное зачеркнуть)

2.1. Люки-лазы в стенке резервуара:

ЛЛ – Ду 600 I пояса	количество
ЛЛ – Ду 800 I пояса	количество
ЛЛО – 600x900 I пояса	количество
ЛЛ – Ду 600 III пояса	количество
ЛЛ – Ду 800 III пояса	количество
ЛЛО – 600x900 III пояса	количество

2.2. Люки световые на крыше: - Ду 500 количество

2.3. Патрубки приемо-раздаточные:

	однофланцевые	двухфланцевые	количество
Ду 100 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 150 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 200 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 250 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 400 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 600 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ду 700 Ру 16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

2.4. Патрубки для зачистки: Ду 100 количество

Ду 150 количество

Ду 250 количество

2.5. Патрубки вентиляционные: ПВ 150 количество

ПВ 200 количество

ПВ 250 количество

ПВ 500 количество

2.6. Патрубки монтажные: ПМ 100 количество

ПМ 150 количество

ПМ 200 количество

ПМ 250 количество

ПМ 350 количество

ПМ 500 количество

2.7. Молниезащита (приемники и заземление): - да - нет

2.8. Анкерные крепления: - да - нет

2.9. Пожаротушение: - площадки и стремянки у пеногенераторов в количестве

- кронштейны крепления трубопроводов системы пожаротушения

- кронштейны крепления трубопроводов системы охлаждения

2.10. Усиливающие конструкции (от лавинообразного разрушения) баков-аккумуляторов: - да - нет

2.11. Кронштейн уровнемера с защитной трубой: - да - нет

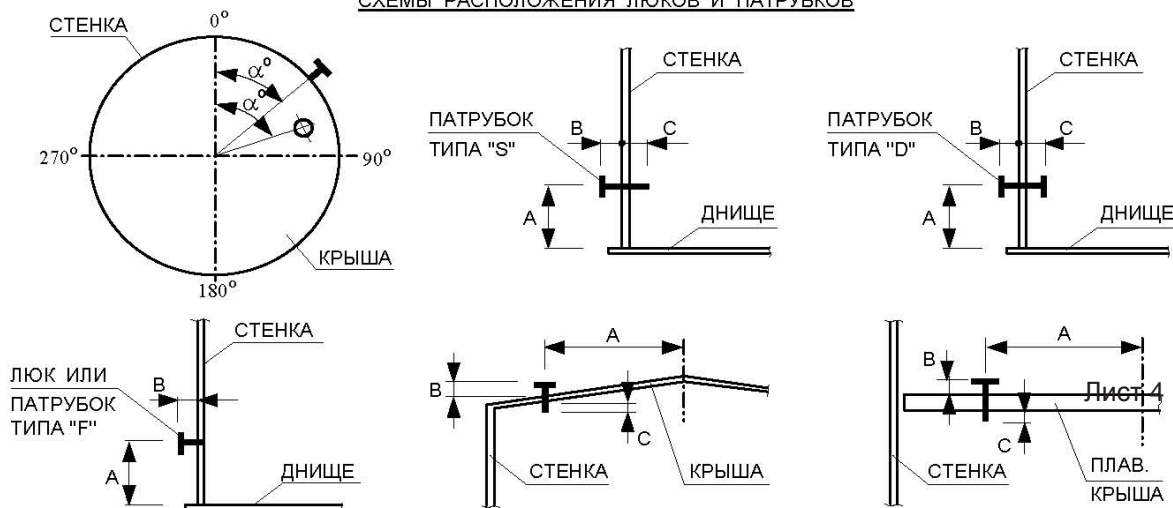
3. Состав технологического оборудования.

	количество		количество
3.1. Клапаны дыхательные:			
СМДК-50АА Ду 50	КДС-1500/150 Ду 150
СМДК-100АА Ду 100	КДС-1500/200 Ду 200
СМДК-150АА Ду 150	КДС-1500/250 Ду 250
СМДК-200АА Ду 200	КДС-1500/350 Ду 350
СМДК-250АА Ду 250	КДС-1500/500 Ду 500
КМД-150/100 Ду 100	КДС-3000/250 Ду 250
КМД-150/150 Ду 150	КДС-3000/350 Ду 350
КМД-200/200 Ду 200	КДС-1500/500 Ду 500
СМКД-50АА с ОП-50ААН Ду50		
3.2. Огнепреградители:			
ОП-50АА Ду50	ОП-150АА Ду 150
ОП-50ААН Ду50	ОП-200АА Ду 200
ОП-80ААН Ду80	ОП-250АА Ду 250
ПОЖ-80АА Ду100	ОП-350АА Ду 350
ОП-100АА Ду100	ОП-500АА Ду 500
ОП-100ААН Ду100		
3.3. Люки замерные:			
ЛЗ-80 Ду 80	ЛЗ-150 Ду 150
3.4. Хлопушки с перепуском и без перепуска:			
ХП-80 Ду 80	ХП-150 Ду 150
ХП-250 Ду 250	ХП-400 Ду 400
3.5. Пробоотборники секционные:			
ПСР-9 (L=9 м)	ПСР-11 (L=11 м)
ПСР-13 (L=13 м)	ПСР-15 (L=15 м)
3.6. Краны сифонные:			
КС-50 Ду 50	КС-80 Ду 80
3.7. Шарниры чугунные:			
ШЧ-150 Ду 150	ШЧ-400 Ду 400
ШЧ-250 Ду 250	ШЧ-400 Ду 400
ШЧ-350 Ду 350		
3.8. Блок роликовый:			
.....			
3.9. Генераторы пены:			
ГПС-600	ГПСС-2000
ГПСС-600	ГПС-2000
3.10. Механизмы управления хлопушками:			
Верхний МУВ-80 (для ХП-80)		
Верхний МУВ-250 (для ХП-150-250)		
Боковой МУ-1 (для ХП-80-250)		
Боковой с электроприводом МУ-2 (для ХП-400)		
3.11. Лебедка ручная: ЛР-1000 (грузоподъемность 1000 кг)			
		

Проверил: **Главный конструктор** _____ **Ф.И.О.**

Представитель заказчика _____ **Ф.И.О. /должность/**

СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ ЛЮКОВ И ПАТРУБКОВ



Спецификация люков и патрубков

№ п/п	Назначение	Условный проход, мм	Услов. давл., МПа	Тип Патрубка ("S", "D", "F")	Расположение				Примечания
					a^0	A мм	B мм	C мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Люки и патрубки в стенке								
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
	Люки и патрубки в крыше								
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									

Примечания:

1. Патрубки принимаются с фланцами по ГОСТ 12820. Исполнение 1 ПО ГОСТ 12815. На условное давление $PY=0,25$ МПа для патрубков в крыше, если иное не оговорено в столбцах 4 и 10 спецификации.
2. Расположение люков и патрубков в плане (угол a^0) и по высоте (размер A) может быть изменено разработчиком проекта на минимально возможную величину, чтобы выполнялись требования по расстояниям между швами приварки врезок и швами стенки.
3. В случае отсутствия в спецификации данных по расположению (столбцы 6...9), столбец 6 (угол a^0) разработчиком проекта заполняться не будет, а столбцы 7...9 (размеры A, B, C) будут заполнены по минимальным конструктивным требованиям.

Представитель заказчика, ответственный за составление технического задания

Должность, Ф.И.О.
ответственного лица

Подпись

Дата

(заверяется печатью)

ООО "ТД "Курганхиммаш"
640007, г.Курган, ул.Химмашевская, 16, e-mail: info@td-khm.ru , www.td-khm.ru
121467, г.Москва, ул.Молдавская, д.5, e-mail: zakaz@td-khm.ru , www.td-khm.ru

МУФТЫ

Муфта сварная композитная П1
ТУ-4834-169-00217298-2004

Назначение – для капитального ремонта дефектов поверхности трубы.

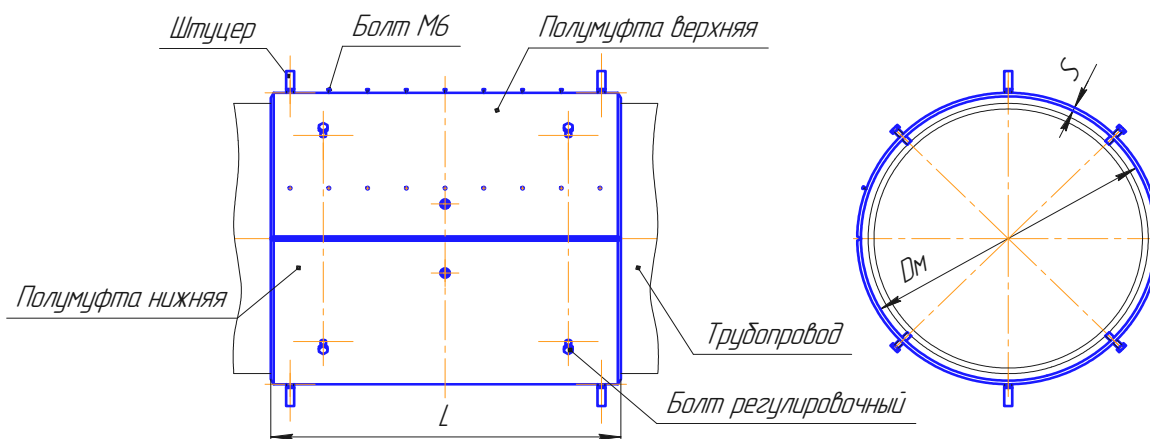


Таблица исполнений

Обозначение муфты	Диаметр, Дм, мм.	L, мм.	S, мм.	Масса, кг.
0325-11СВ. 1000-08.000	350	1000	8	72
0325-МСВ. 1500-08.000		1500		108
0325-МСВ.2000-08.000		2000		143
0325-МСВ.2500-08.000		2500		178
0325-МСВ.3000-08.000		3000		213
0325-МСВ.3500-08.000		3500		249
0377-МСВ. 1000-08.000	406	1000	10	84
0377-11СВ. 1500-08.000		1500		124
0377-МСВ.2000-08.000		2000		165
0377-МСВ.2500-08.000		2500		206
0377-МСВ.3000-08.000		3000		246
0377-МСВ.3500-08.000		3500		287
0377-МСВ. 1000-10.000		1000		105
0377-МСВ. 1500-10.000		1500		156
0377-МСВ.2000-10.000		2000		208
0377-МСВ.2500-10.000		2500		259
0377-МСВ.3000-10.000		3000		310
0377-МСВ.3500-10.000		3500		361
0377-МСВ. 1000-12.000	1000	126		
0377-МСВ.1500-12.000	1500	188		
0377-МСВ.2000-12.000	2000	249		
0377-МСВ.2500-12.000	2500	311		
0377-МСВ.3000-12.000	3000	373		
0377-МСВ.3500-12.000	3500	434		
0426-МСВ. 1000-08.000	456	1000	8	94
0426-МСВ. 1500-08.000		1500		139
0426-МСВ.2000-08.000		2000		185
0426-МСВ.2500-08.000		2500		230
0426-МСВ.3000-08.000		3000		276
0426-МСВ.3500-08.000		3500		322
0426-МСВ. 1000-10.000		1000		117
0426-МСВ. 1500-10.000		1500		174
0426-МСВ.2000-10.000		2000		231
0426-МСВ.2500-10.000		2500		289
0426-МСВ.3000-10.000		3000		346
0426-МСВ.3500-10.000		3500		403
0426-МСВ.1000-12.000		1000		141
0426-МСВ. 1500-12.000		1500		210
0426-МСВ.2000-12.000		2000		279
0426-МСВ.2500-12.000		2500		348
0426-МСВ.3000-12.000		3000		417
0426-МСВ.3500-12.000		3500		486

Таблица исполнений

Обозначение муфты	Диаметр, Дм, мм.	L, мм.	S, мм.	Масса, кг.
0530-МСВ.1000-08.000	560	1000	8	115
0530-МСВ. 1500-08.000		1500		171
0530-МСВ.2000-08.000		2000		227
0530-МСВ.2500-08.000		2500		283
0530-МСВ.3000-08.000		3000		339
0530-МСВ.3500-08.000		3500		394
0530-МСВ. 1000-10.000	560	1000	10	142
0530-МСВ. 1500-10.000		1500		211
0530-МСВ.2000-10.000		2000		281
0530-МСВ.2500-10.000		2500		350
0530-МСВ.3000-10.000		3000		420
0530-МСВ.3500-10.000		3500		489
0530-МСВ. 1000-12.000		1000		172
0530-МСВ. 1500-12.000		1500		256
0530-МСВ.2000-12.000		2000		341
0530-МСВ.2500-12.000		2500		425
0530-МСВ.3000-12.000		3000		509
0530-МСВ.3500-12.000		3500		594
0720-МСВ. 1000-08.000	750	1000	8	152
0720-МСВ. 1500-08.000		1500		227
0720-МСВ.2000-08.000		2000		302
0720-МСВ.2500-08.000		2500		376
0720-МСВ.3000-08.000		3000		451
0720-МСВ.3500-08.000		3500		525
0720-МСВ. 1000-10.000		1000		189
0720-МСВ. 1500-10.000		1500		282
0720-МСВ.2000-10.000		2000		375
0720-МСВ.2500-10.000		2500		468
0720-МСВ.3000-10.000		3000		561
0720-МСВ.3500-10.000		3500		654
0720-МСВ. 1000-12.000		1000		227
0720-МСВ. 1500-12.000		1500		339
0720-МСВ.2000-12.000		2000		451
0720-МСВ.2500-12.000		2500		563
0720-МСВ.3000-12.000		3000		675
0720-МСВ.3500-12.000		3500		787
0820-МСВ. 1000-10.000	856	1000	10	216
0820-МСВ. 1500-10.000		1500		323
0820-МСВ.2000-10.000		2000		429
0820-МСВ.2500-10.000		2500		536
0820-МСВ.3000-10.000		3000		643
0820-МСВ.3500-10.000		3500		749

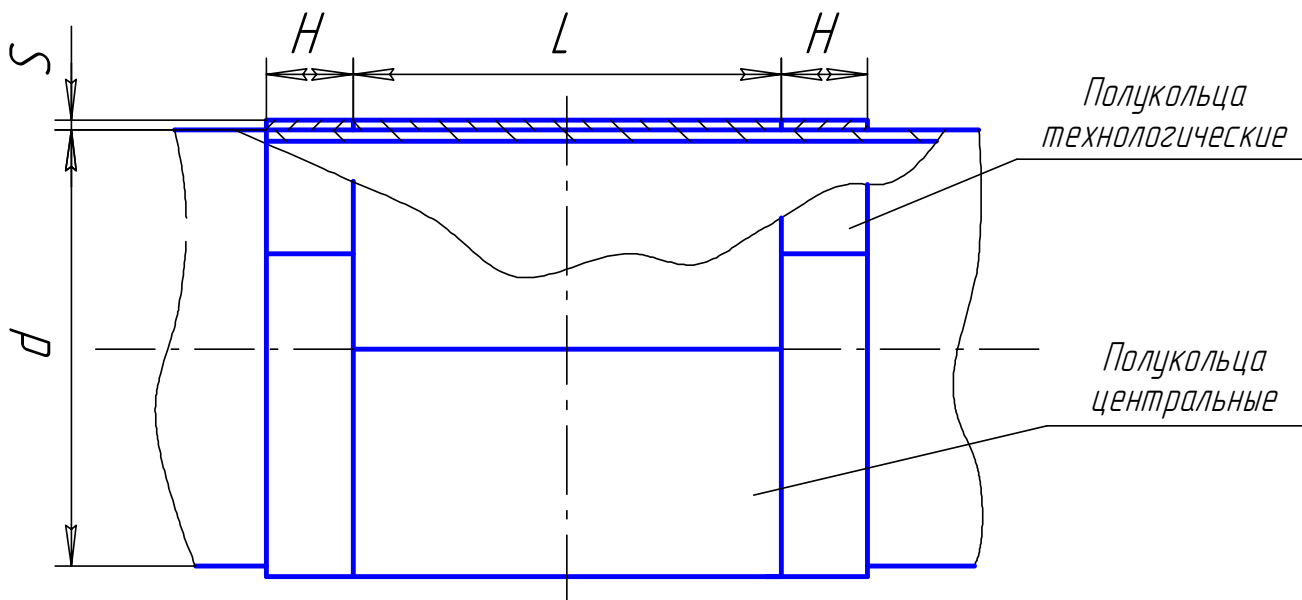
Таблица исполнений

Обозначение муфты	Диаметр, Дм, мм.	L, мм.	S, мм.	Масса, кг.				
0820-МСВ. 1000-12.000	856	1000	12	259				
0820-МСВ. 1500-12.000		1500		387				
0820-МСВ.2000-12.000		2000		515				
0820-МСВ.2500-12.000		2500		643				
0820-МСВ.3000-12.000		3000		771				
0820-МСВ.3500-12.000		3500		899				
0820-МСВ. 1000-14.000	856	1000	14	304				
0820-МСВ. 1500-14.000		1500		454				
0820-МСВ.2000-14.000		2000		603				
0820-МСВ.2500-14.000		2500		753				
0820-МСВ.3000-14.000		3000		903				
0820-МСВ.3500-14.000		3500		1053				
1020-МСВ. 1000-12.000		1062		1000	12	320		
1020-МСВ. 1500-12.000				1500		477		
1020-МСВ.2000-12.000				2000		635		
1020-МСВ.2500-12.000				2500		793		
1020-МСВ.3000-12.000				3000		951		
1020-МСВ.3500-12.000				3500		1109		
1020-МСВ. 1000-14.000	1062		1000	14		375		
1020-МСВ. 1500-14.000			1500			557		
1020-МСВ.2000-14.000			2000			742		
1020-МСВ.2500-14.000			2500			928		
1020-МСВ.3000-14.000			3000			1112		
1020-МСВ.3500-14.000			3500			1296		
1020-МСВ. 1000-16.000			1062			1000	16	428
1020-МСВ. 1500-16.000						1500		638
1020-МСВ.2000-16.000						2000		849
1020-МСВ.2500-16.000						2500		1061
1020-МСВ.3000-16.000						3000		1273
1020-МСВ.3500-16.000						3500		1485
1220-МСВ. 1000-12.000	1262	1000		12	380			
1220-МСВ. 1500-12.000		1500			569			
1220-МСВ.2000-12.000		2000			757			
1220-МСВ.2500-12.000		2500			945			
1220-МСВ.3000-12.000		3000			1133			
1220-МСВ.3500-12.000		3500			1321			
1220-МСВ. 1000-14.000		1262			1000	14		444
1220-МСВ. 1500-14.000					1500			661
1220-МСВ.2000-14.000					2000			880
1220-МСВ.2500-14.000					2500			1100
1220-МСВ.3000-14.000					3000			1319
1220-МСВ.3500-14.000					3500			1538
1220-МСВ. 1000-16.000	1262		1000	16	508			
1220-МСВ. 1500-16.000			1500		756			
1220-МСВ.2000-16.000			2000		1007			
1220-МСВ.2500-16.000			2500		1258			
1220-МСВ.3000-16.000			3000		1509			
1220-МСВ.3500-16.000			3500		1760			

Пример условного обозначения муфты (П1) диаметром Дм=350мм, толщиной S=8мм, длиной L=1000мм

Муфта обжимная сварная (П2) с технологическими кольцами по ТУ-1469-001-01297858-01

Назначение – для капитального ремонта дефектов поверхности трубы.



Основные размеры муфты П2

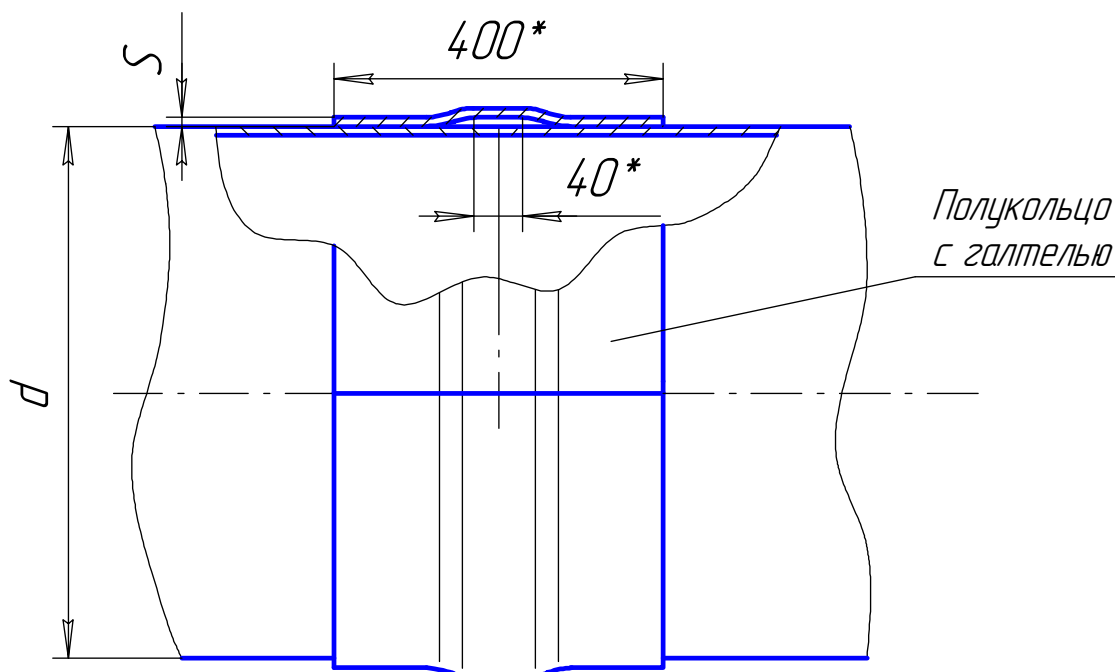
d, мм	S, мм								L, мм	H, мм			
108	4		6			8			150...450*	30			
159	4,5		5	7		8			250...750*	35			
219	6		7	8		9			350...1050*	45			
273	8		9	10		12			400...1000*	55			
325	6	7		8		9	10		500...1000*	65			
377	6		8	9	10	11		12	550...1100*	75			
426	6			7			8			650...1500*	85		
430	6			7			8						
508	7	8		9		9,5		10		800...1500*	105		
529	7	8		8,5		9		10					
530	7	8		9		10		12					
630	8		10		12		14			950...1500*	125		
720	8	10		12		14		16		1100...1500*	145		
820	10		12		14		16		18		1250...1500*	165	
1020	10		12		14		16		18		1550	205	
1067	11	14		17		20		21		25		1600	215
1220	10	12		14		16	18	19	22	24	27	1850	245

Примечание: * Длина муфты для заказа и изготовления выбирается из диапазона рабочих длин с шагом в 50 мм от минимального до максимального значений L указанных в таблице.

Пример условного обозначения муфты (П2) толщиной S=8 мм., длиной L=800 мм., для диаметра трубопровода d=530 мм.

Муфта галтельная (ПЗ) для ремонта сварных кольцевых швов по ТУ 1469-001-01297858-01

Назначение – для капитального ремонта сварных кольцевых швов



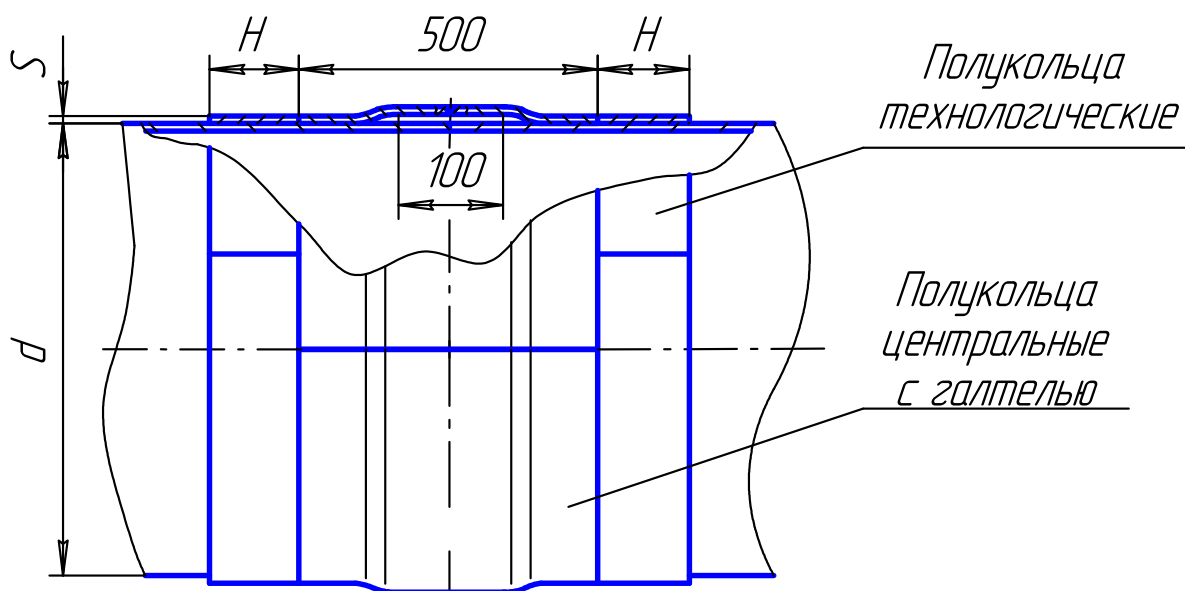
Основные размеры муфты ПЗ

d, мм	S, мм								
108	4		6			8			
159	4,5	5		7		8			
219	6	7		8		9			
273	8	9		10		12			
325	6	7		8	9		10		
377	6	8	9	10	11	12			
426	6	7			8				
430	6	7			8				
508	7	8	9	9,5		10			
529	7	8	8,5		9	10			
530	7	8	9	10	12				
630	8	10		12		14			
720	8	10	12	14		16			
820	10	12	14	16		18			
1020	10	12	14	16		18			
1067	11	14	17	20	21	25			
1220	10	12	14	16	18	19	22	24	27

Пример условного обозначения: муфта (ПЗ) толщиной S=8 мм, длиной L=400 мм, для диаметра трубопровода d=530 мм.

Галтельная муфта с короткой полостью (П4)
для ремонта кольцевых сварных швов, с заполнением
антикоррозийной жидкостью по ТУ 1469-001-01297858-01

Назначение – для капитального ремонта кольцевых сварных швов



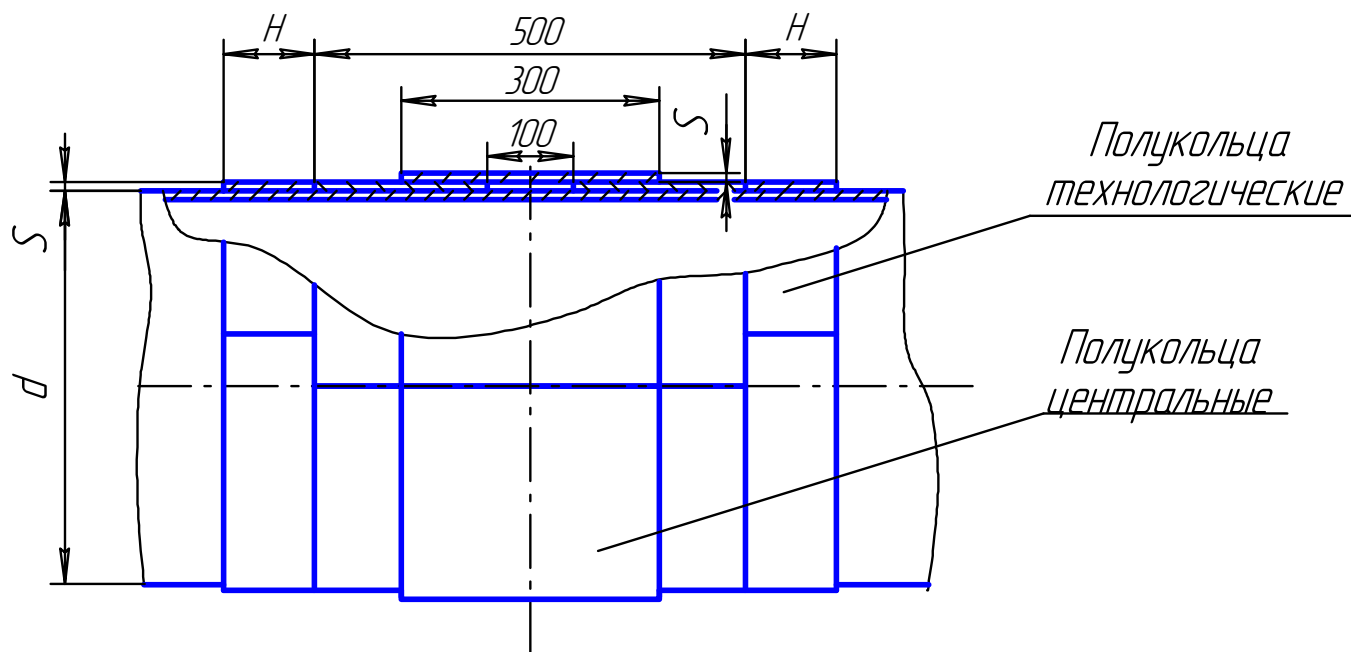
Основные размеры муфты П4

d, мм	S, мм									H, мм
	4			6			8			
108	4			6			8			30
159	4,5			5			7			35
219	6			7			8			45
273	8			9			10			55
325	6			7			8			65
377	6			8			9			75
426	6			7			8			85
430	6			7			8			
508	7			8			9			105
529	7			8			8,5			
530	7			8			9			
630	8			10			12			125
720	8			10			12			145
820	10			12			14			165
1020	10			12			14			205
1067	11			14			17			215
1220	10			12			14			245

Пример условного обозначения: муфта (П4) толщиной S=8 мм, шириной L=500 мм, для диаметра трубопровода d=530 мм.

Муфта сварная галтельная (П5) с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов по ТУ 1469-001-01297858-01

Назначение – для капитального ремонта сварных кольцевых швов.



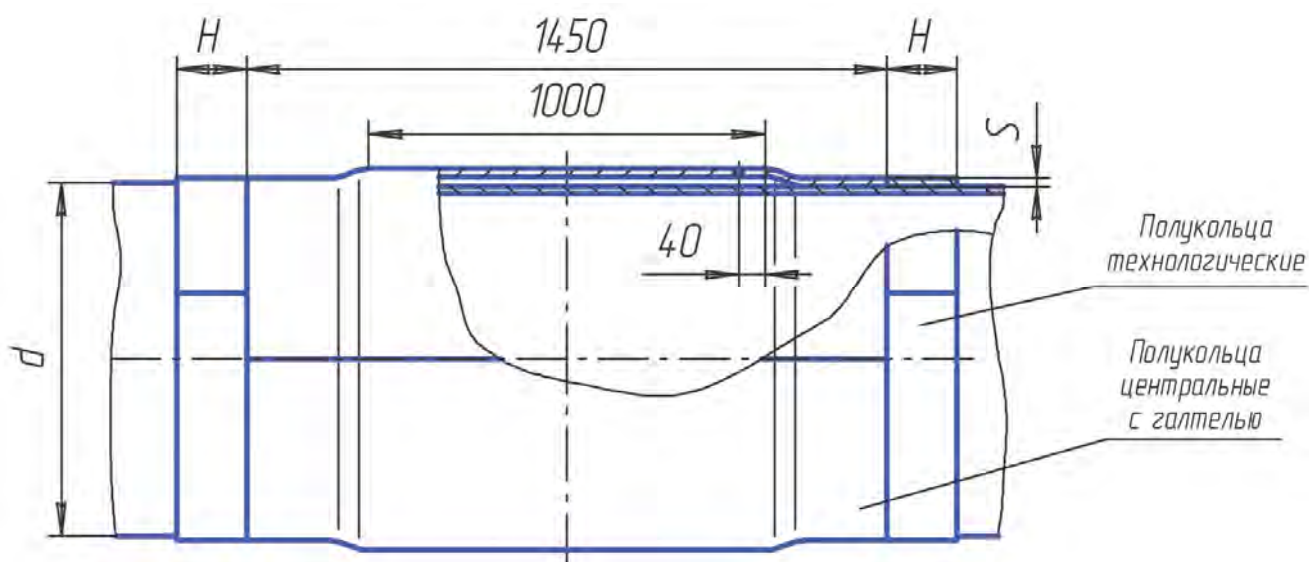
Основные размеры муфты П5

d, мм	S, мм								H, мм
108	4		6			8			30
159	4,5		5		7		8		35
219	6		7		8		9		45
273	8		9		10		12		55
325	6		7		8		9		65
377	6		8		9		10		75
426	6		7		8		8		85
430	6		7		8		8		
508	7		8		9		9,5		105
529	7		8		8,5		9		10
530	7		8		9		10		12
630	8		10		12		14		125
720	8		10		12		14		145
820	10		12		14		16		165
1020	10		12		14		16		18
1067	11		14		17		20		21
1220	10		12		14		16		18
	19		22		24		27		245

Пример условного обозначения: муфта (П5) толщиной S=8 мм, длиной L=500 мм, для диаметра трубопровода d=530 мм.

Муфта удлиненная галтельная (П6) для ремонта гофр с заполнением антикоррозийной жидкостью по ТУ 1469-001-01297858-01

Назначение - для капитального ремонта дефектов геометрии поверхности трубы, недопустимых ремонтных конструкций и основного металла труб.



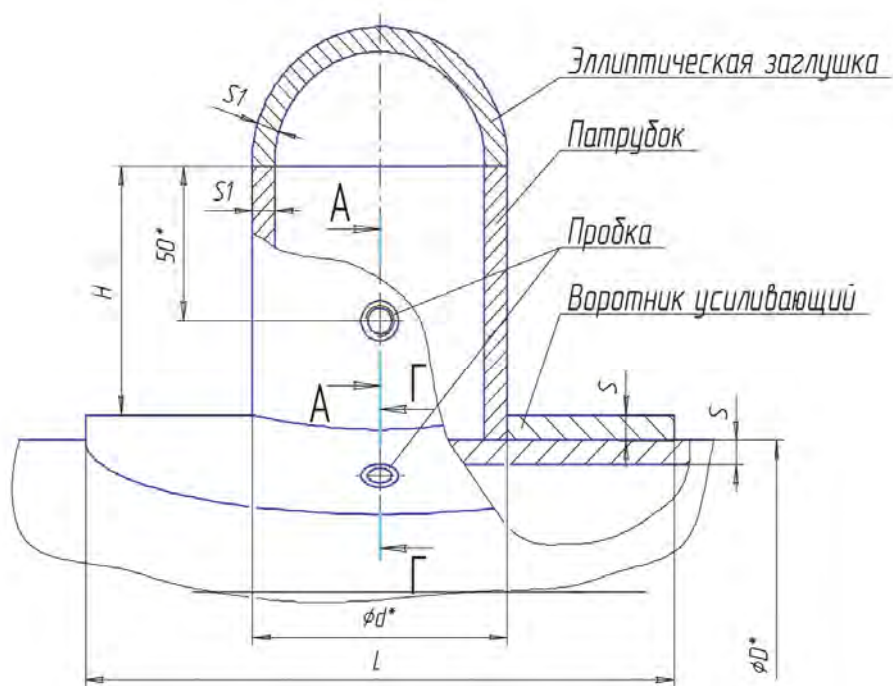
Основные размеры муфты П6

d, мм	S, мм								H, мм	
	4	6	8	10	12	14	16	18		
108	4	6	8						30	
159	4,5	5	7	8					35	
219	6	7	8	9					45	
273	8	9	10	12					55	
325	6	7	8	9	10				65	
377	6	8	9	10	11	12			75	
426	6	7	8						85	
430	6	7	8							
508	7	8	9	9,5	10				105	
529	7	8	8,5	9	10					
530	7	8	9	10	12					
630	8	10	12	14					125	
720	8	10	12	14	16				145	
820	10	12	14	16	18				165	
1020	10	12	14	16	18				205	
1067	11	14	17	20	21	25			215	
1220	10	12	14	16	18	19	22	24	27	245

Пример условного обозначения: муфта (П6) толщиной S=8 мм, длиной L=1450 мм, для диаметра трубопровода d=530 мм.

Приварной патрубок П7 со сферической заглушкой для постоянного ремонта технологических отверстий и врезок по ТУ 1469-001-01297858-01

Назначение – для капитального ремонта технологических отверстий и врезок



Основные размеры муфты П7

D, мм	S, мм					d, мм	L, мм	H, мм
325	8	9	10			89	206	134
377	8	10	12					
430	8	10	12					
530	8	10	12					
630	8	10	12			108	244	163
720	8	10	12	14	16			
820	10	12	14	16		159	346	238
1020	10	12	14	16		108	244	163
						159	346	238
1220	10	12	14	16	18	108	244	163
						159	346	238
						219	466	318

Пример условного обозначения: приварной патрубок (П7) для установки на трубопровод диаметром d=530 мм, S=8 мм, с диаметром воротника L=244 мм.

КАМЕРЫ ЗАПУСКА И ПРИЕМА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОВОДОВ Ду 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1200 С РАБОЧИМ ДАВЛЕНИЕМ 8,0 МПа ПО ТУ 3683-006-00220575-2002.

Камера запуска – УКН – З и камера приема – УКН – П предназначены для периодического запуска и приема внутритрубных средств очистки и поэтапного запуска и приема дефектоскопов (раздельный запуск дефектоскопов в зависимости от функционального назначения).

Камеры, в зависимости от комплектности изготавливаются в исполнениях:

Б – блочное исполнение, содержащее камеру приема или запуска с системой передней запасовки, лоток, площадки обслуживания, поддон (для камеры приема), задвижки с выдвигным шпинделем в комплектации с электроприводом (поставка осуществляется по дополнительному соглашению с заказчиком).

К – исполнение, содержащее только камеру приема или запуска.

Климатическое исполнение и категория размещения камер – У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения при заказе:

Камера для запуска раздельных средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1000 мм исполнения «Б» с левым расположением патрубка подвода нефти, климатического исполнения «ХЛ1»: «УКН-З-1000-8,0-Б-Л-ХЛ1» ТУ 3683-006-00220575-2002

Камера для приема раздельных средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 700 мм исполнения «К» с правым расположением патрубка отвода нефти, климатического исполнения «У1»: «УКН-П-700-8,0-К-Пр-У1» ТУ 3683-006-00220575-2002

Техническая характеристика

Наименование показателей, единицы измерения		Значения	
Давление, МПа	Рабочее, не более	8,0	
	Расчетное	8,0	
	Пробное при гидроиспытании	12,0	
Температура, °С	Рабочей среды	от минус 15 до плюс 50	
	Расчетная стенки	80	
	Минимально допустимая отрицательная стенки элементов устройства концевой, находящихся под давлением	Исполнение	ХЛ1
		У1	минус 45
Герметичность		Гидравлические испытания по ПБ 03-584-03, ОСТ 26-291-94	
Группа сосуда для контроля сварных соединений		1	
Прибавка для компенсации коррозии, мм		3	
Расчетный срок службы, лет		30	
Допускаемая сейсмичность, баллов		9	
Рабочая среда	Среда	*)	
	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	3	
	Взрывоопасность	да	
	Пожароопасность	да	

*) Параметры среды (нефть)

Наименование параметров	Единица измерения	Величина
Вязкость нефти	м ² /сек	от 0,05×10 ⁻⁴ до 1,00×10 ⁻⁴
Плотность нефти	кг/м ³	от 700 до 900
Массовая доля серы, не более	%	3,5
Парафина, не более	%	7,0
Механических примесей, не более	%	0,06
Массовая доля воды, не более	%	1,0
Воды в отдельных случаях	%	5,0
Концентрация солей, не более	мг/л	20...900
Концентрация сероводорода, не более	мг/л	20

Таблица штуцеров камер запуска и приема

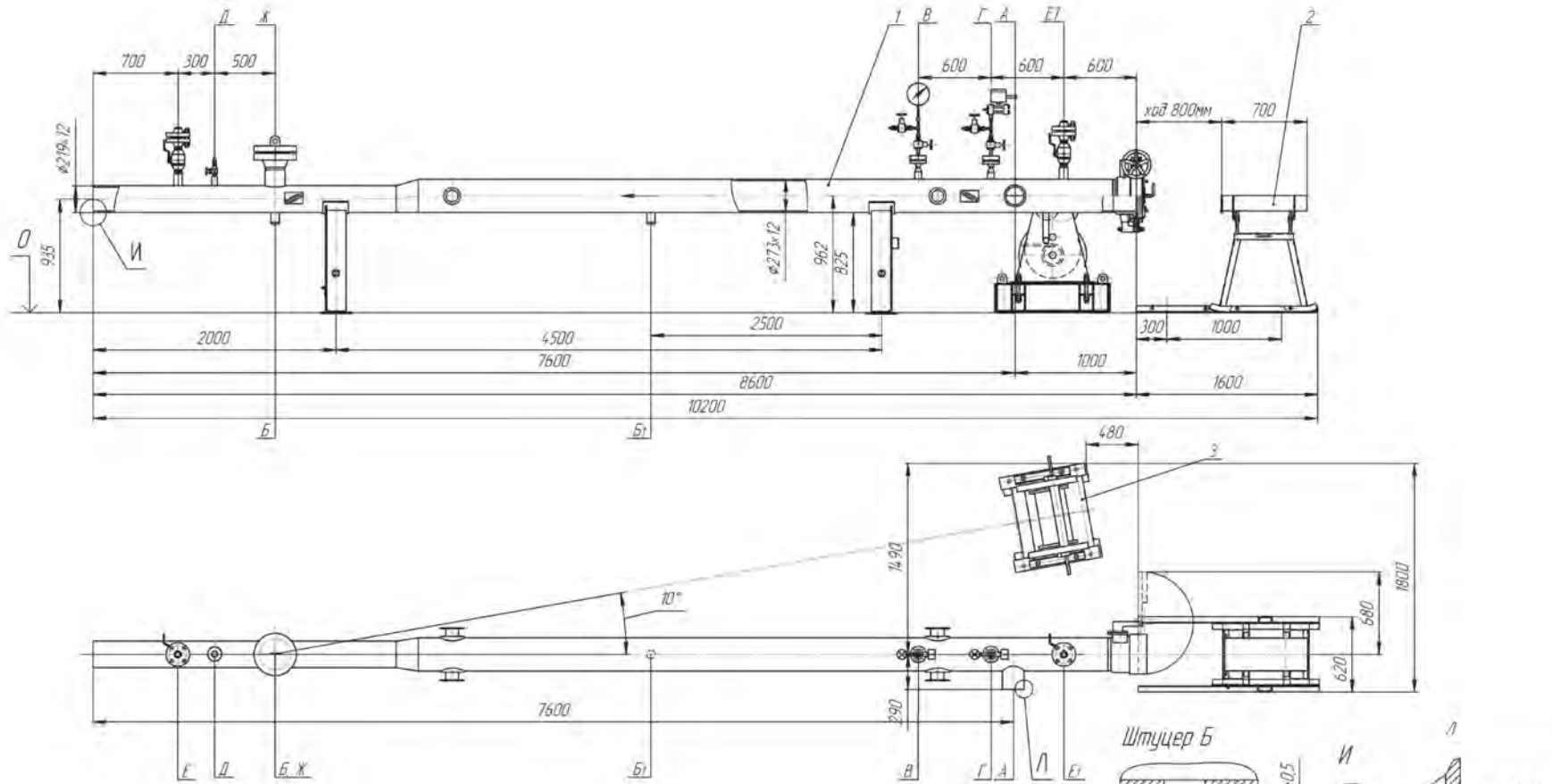
	Наименование	Кол-во на камере		Давление условное, МПа	Тип уплотнительной поверхности
		запуска	приема		
А	Вход нефти	1	-	8,0	под сварку
	Выход нефти	-	2		
Б	Для дренажа	2	2		
В	Для манометра	1	1	16,0	под прокладку овального сечения
Г	Датчик давления	1	1		
Д	Вход инертного газа	1	1	8,0	резьба М33х1,5
Е	Воздушник	2	1		
Ж	Для установки устройства передней запасовки поточного средства	1	-	16,0	под прокладку овального сечения

Таблица условных диаметров штуцеров камер запуска и приема, мм.

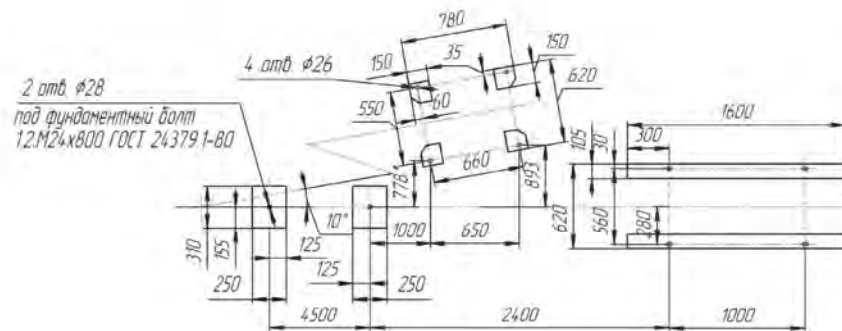
Условный диаметр нефтепровода		200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1200
А	Вход (выход) нефти	150		200	200* 250	250	250* 300 350	300* 350 400 500		500 700*	700* 800
Б	Для дренажа	50			100			150			
В	Для манометра					25					
Г	Датчик давления					15					
Д	Вход инертного газа					15					
Е	Воздушник					50					
Ж	Для установки устройства передней запасовки поточного средства		150				200				300

*Диаметр оговаривается при заказе

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-200-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-200-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-200-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



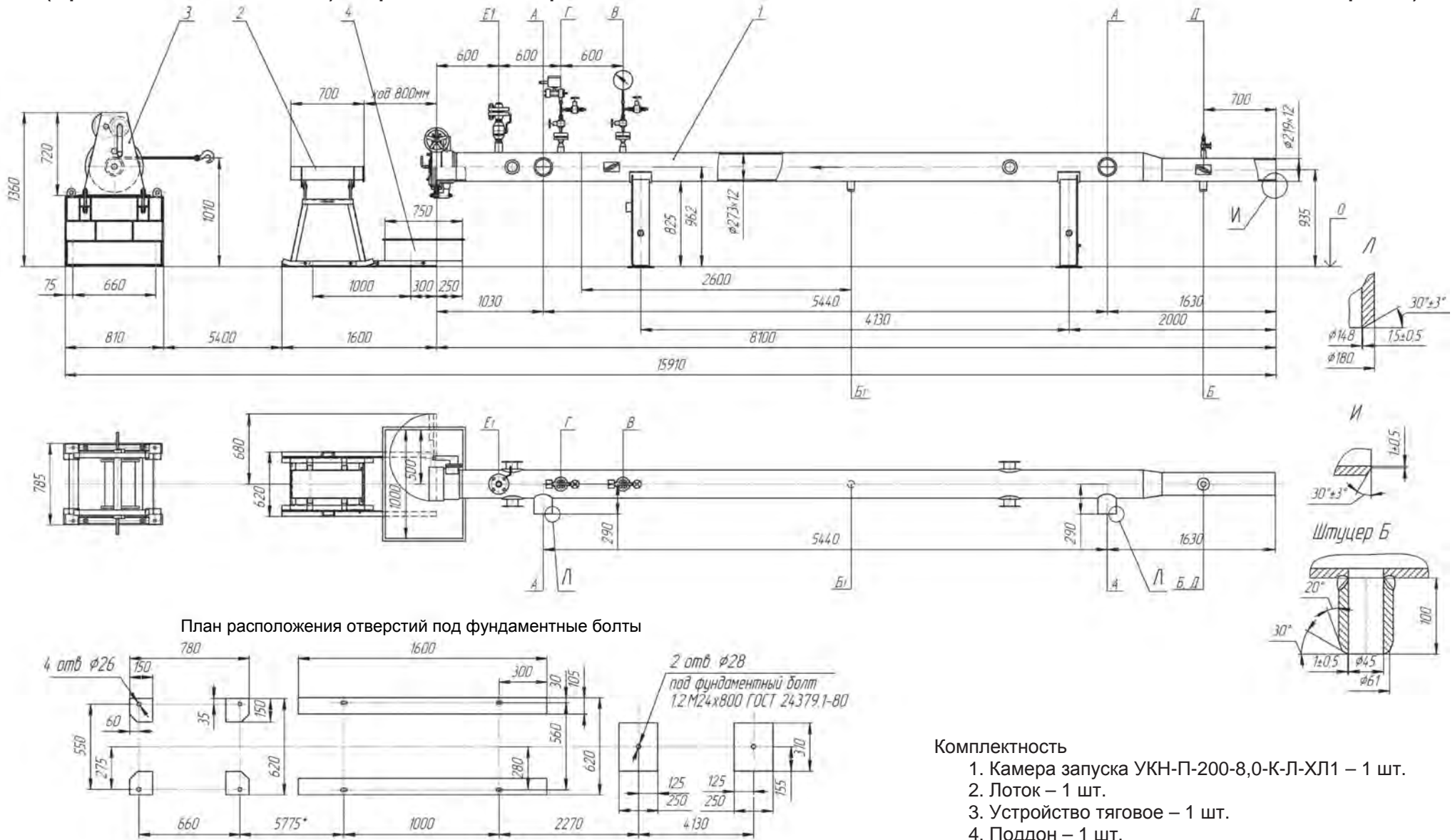
План расположения отверстий под фундаментные болты



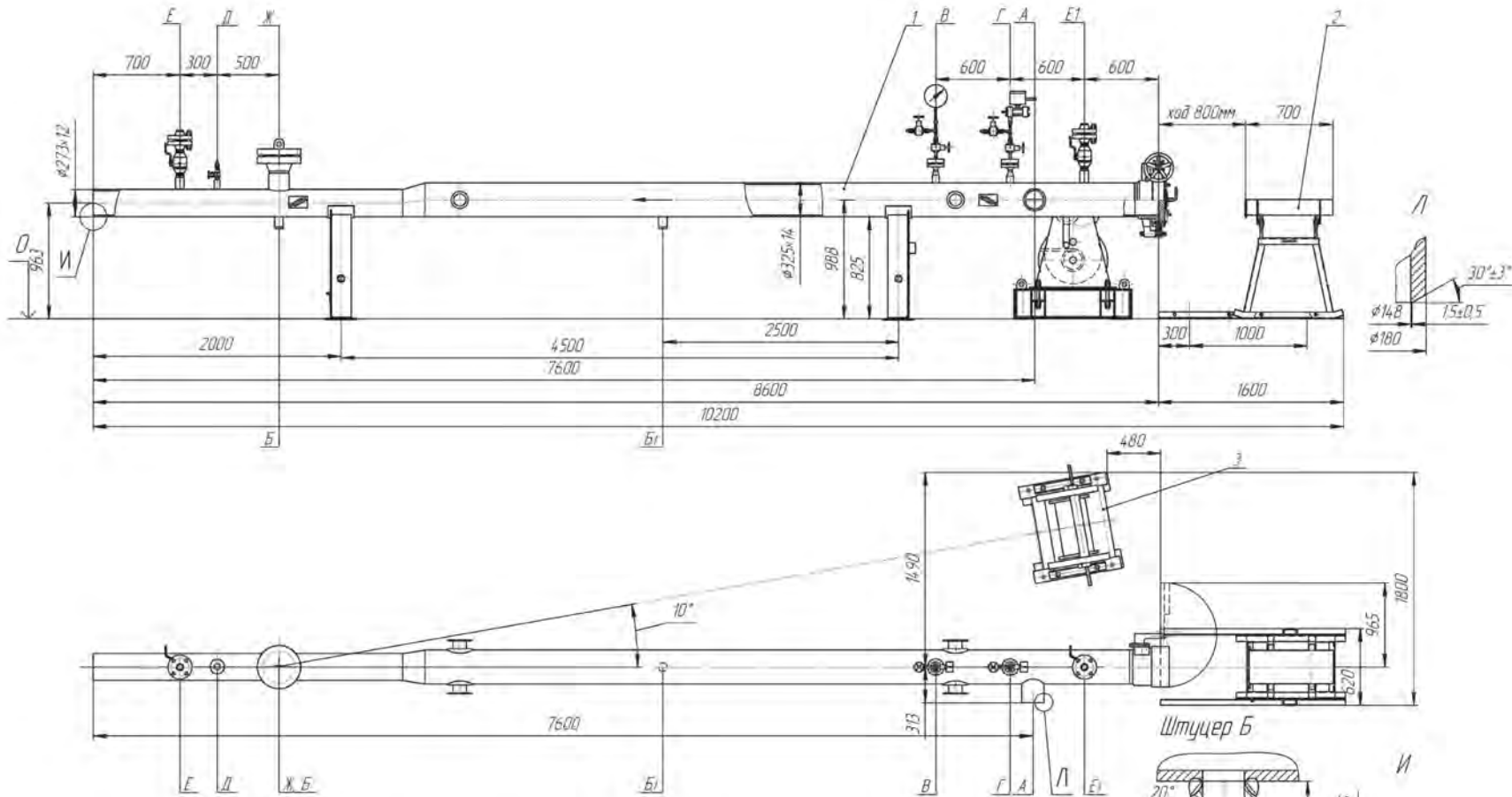
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-200-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.

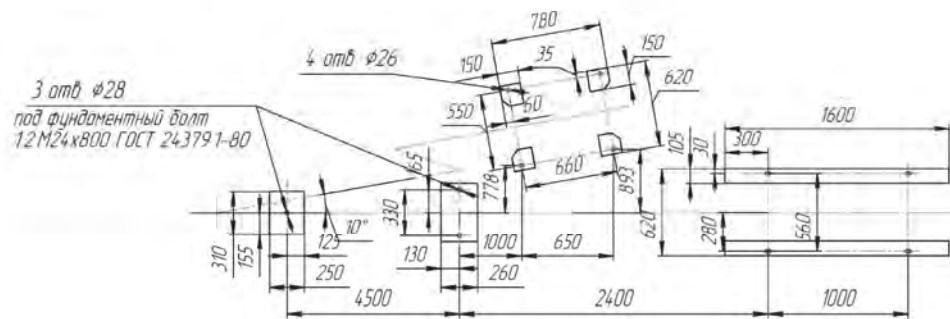
Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-200-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-200-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-200-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 250 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-250-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-250-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-250-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



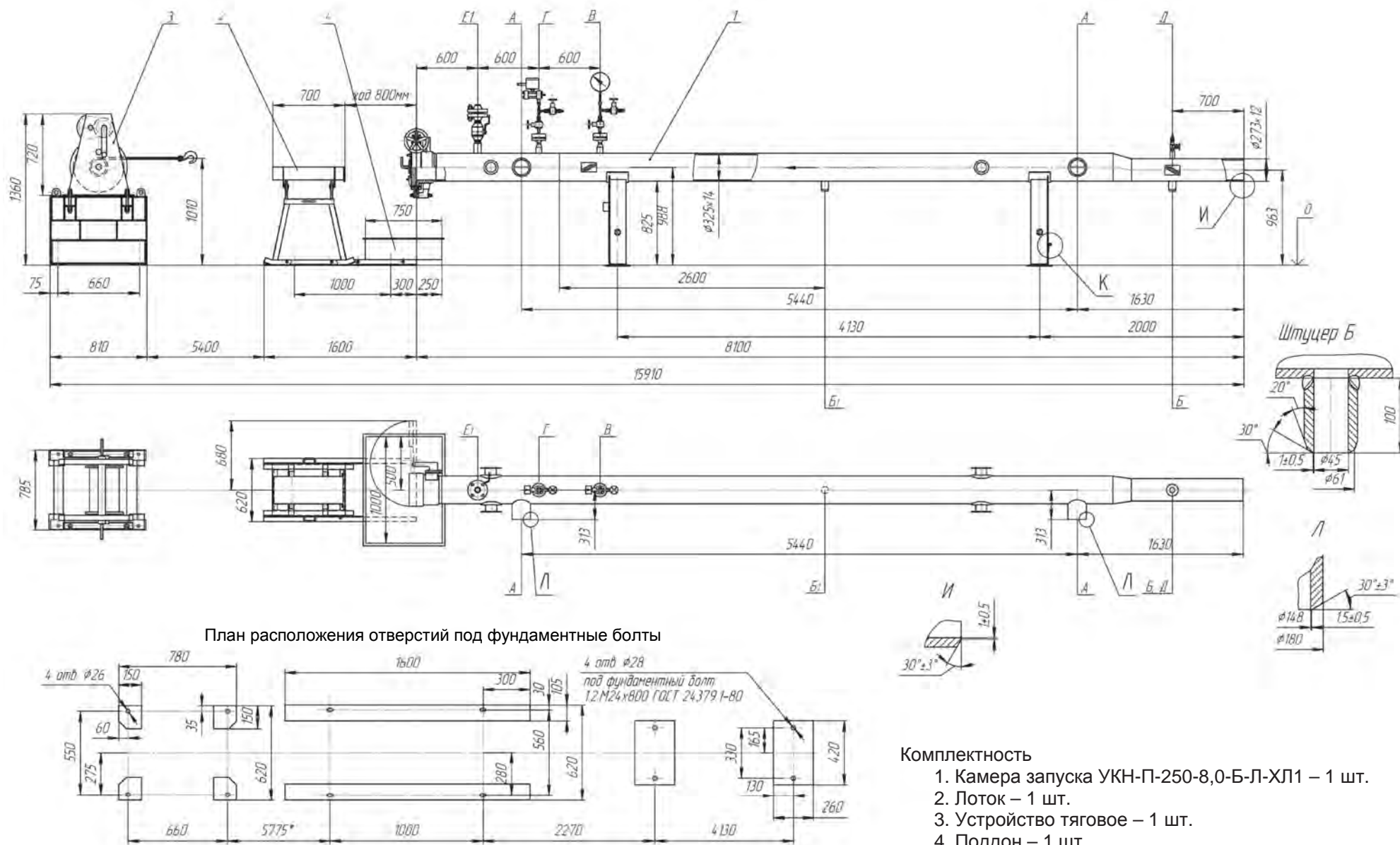
План расположения отверстий под фундаментные болты



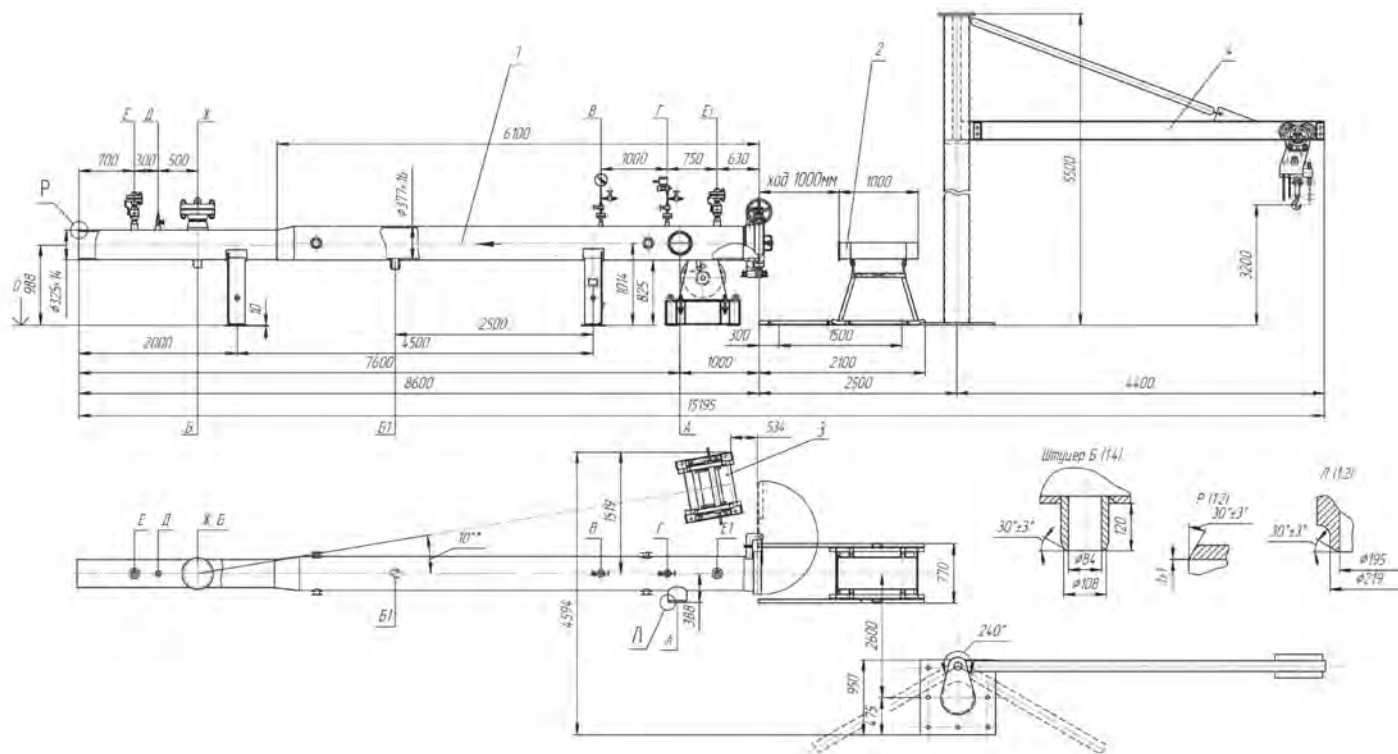
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-250-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.

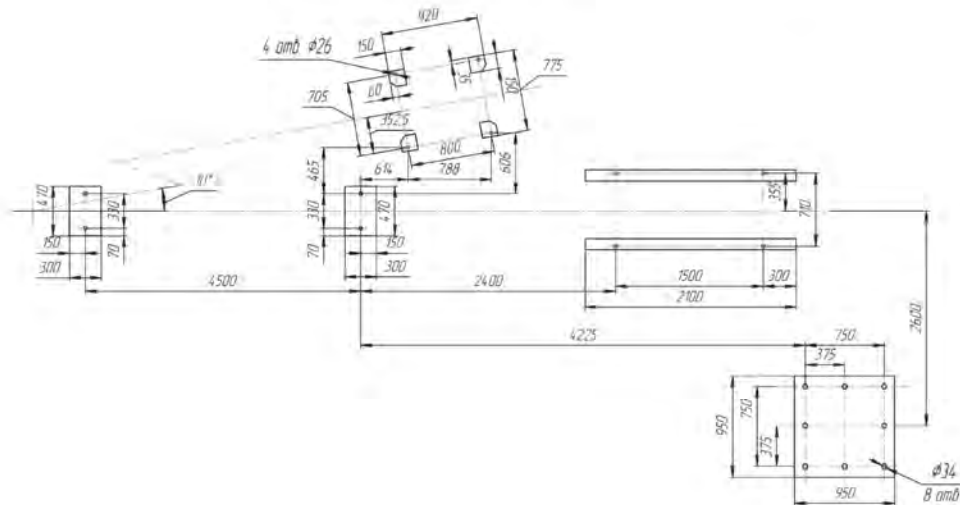
Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 250 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-П-250-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-250-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-З-250-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 300 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-300-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-300-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-300-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



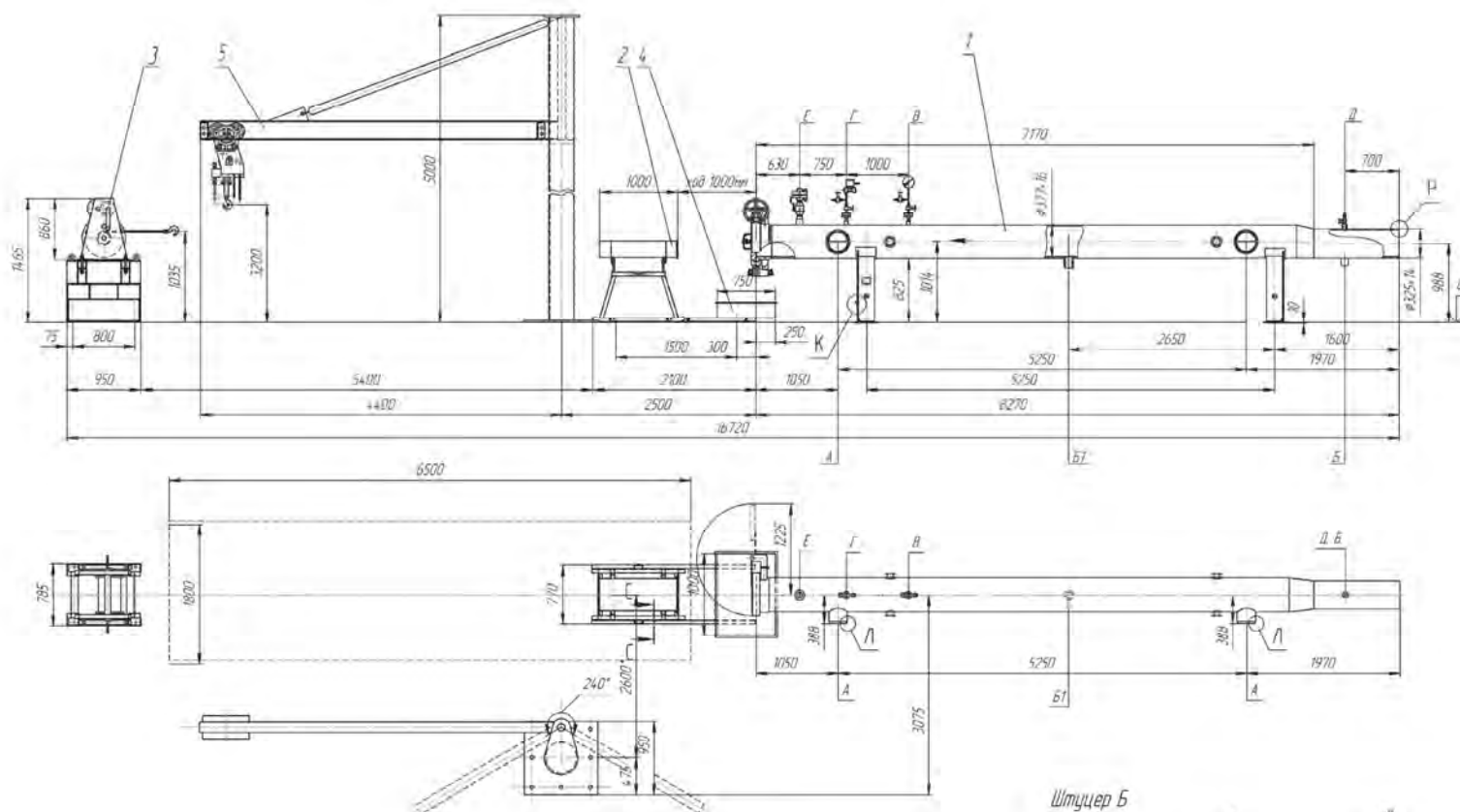
План расположения отверстий под фундаментные болты



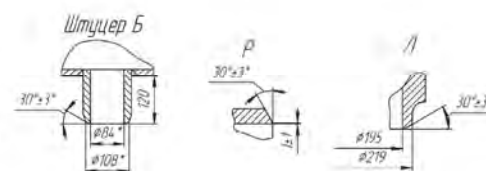
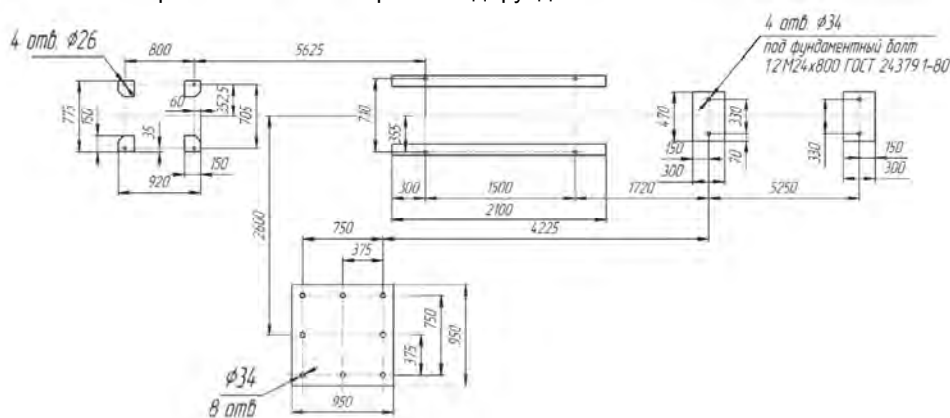
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-300-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 300 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-300-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-300-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-300-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



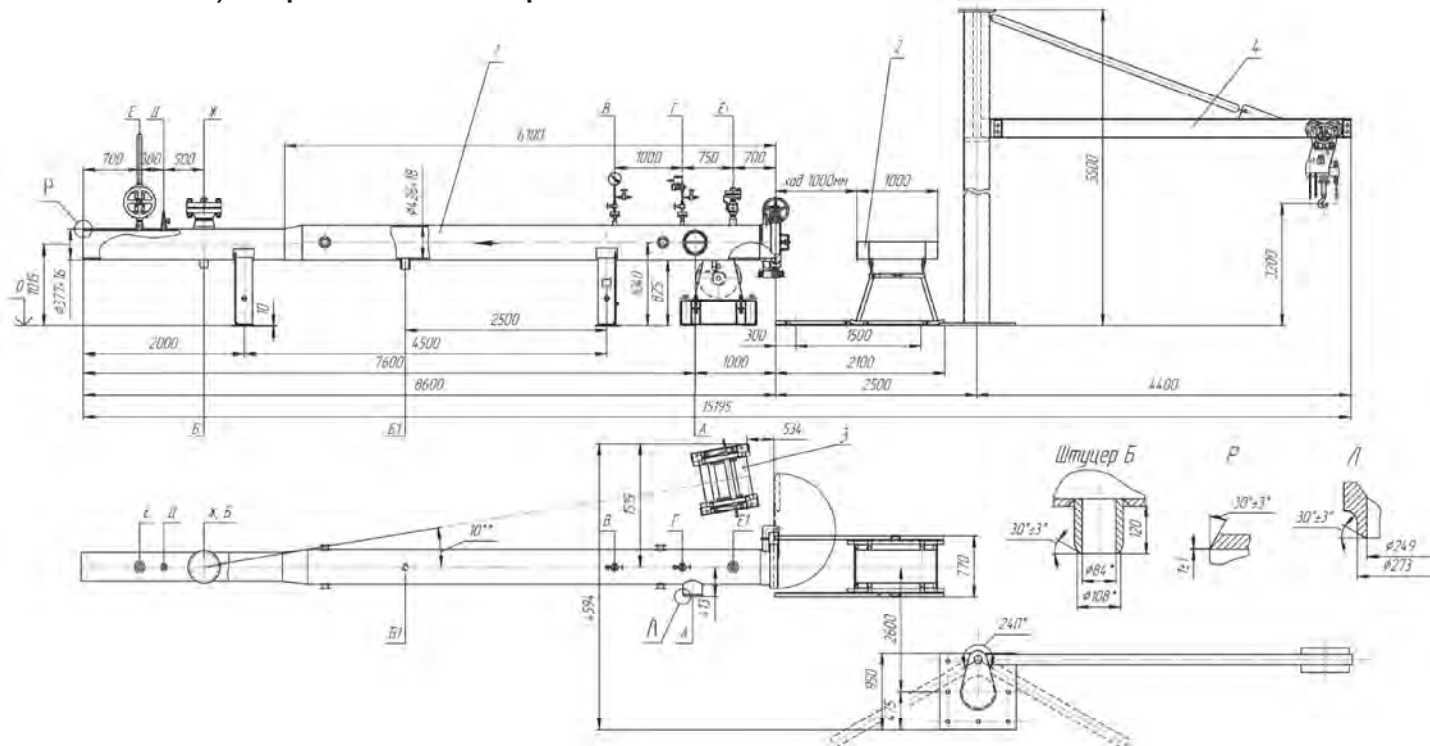
План расположения отверстий под фундаментные болты



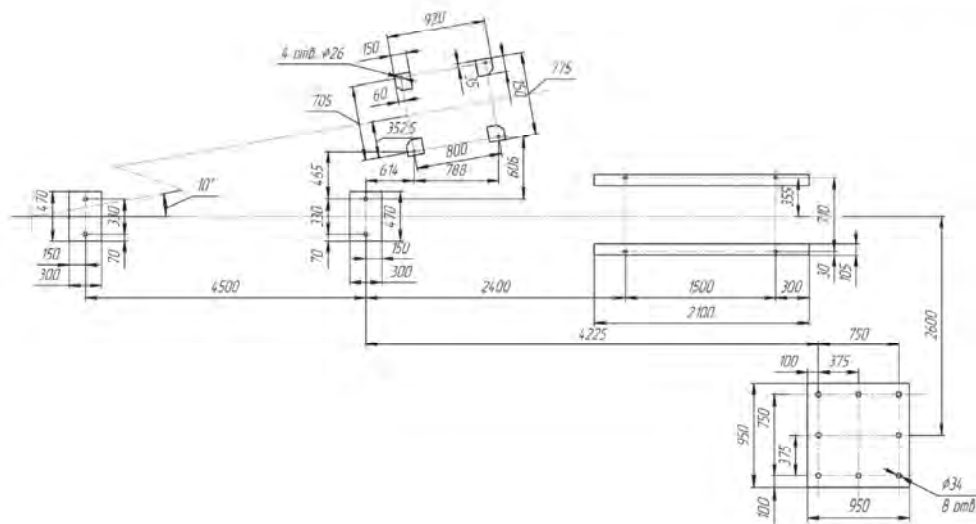
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-300-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Поддон – 1 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 350 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-350-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-350-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-350-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



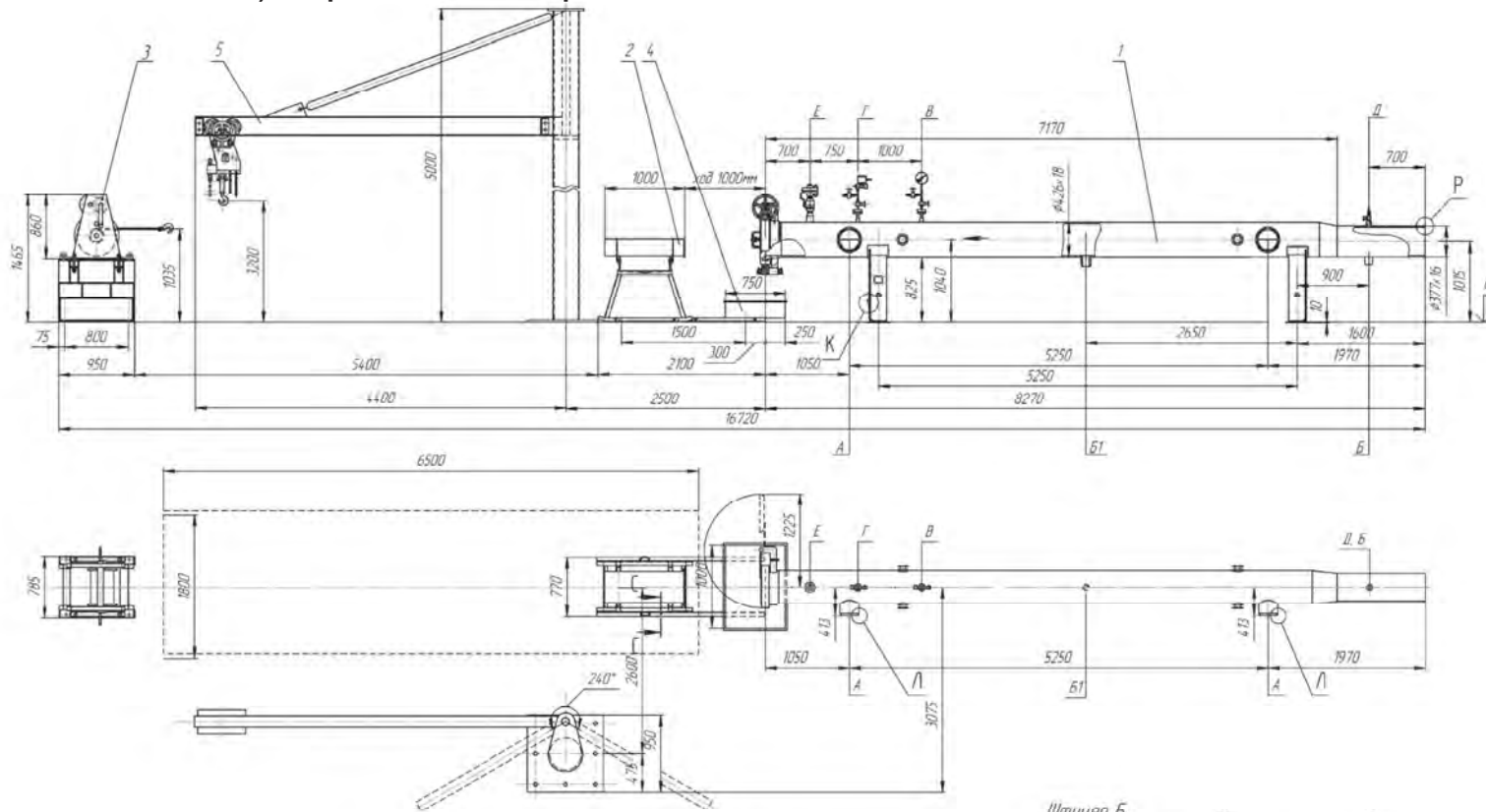
План расположения отверстий под фундаментные болты



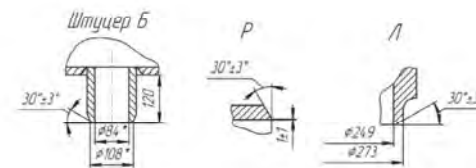
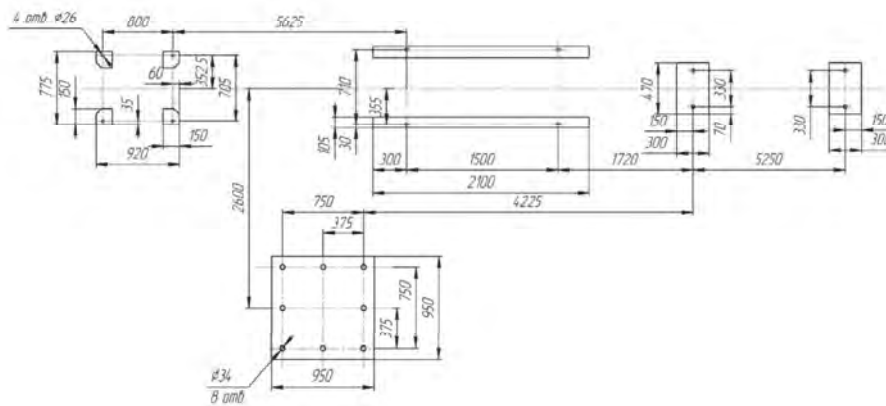
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-350-8,0-Б-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 350 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-350-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-350-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-350-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



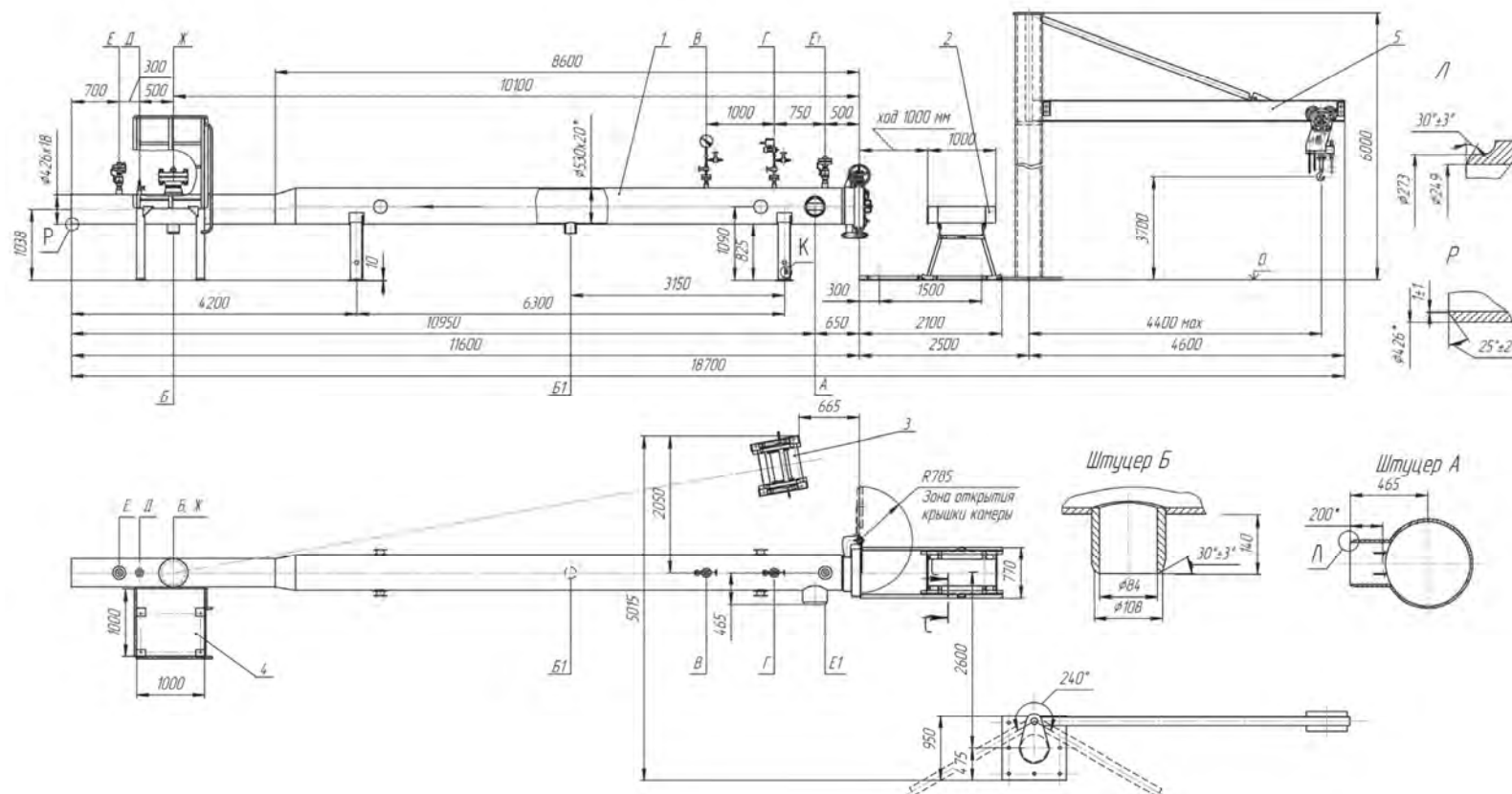
План расположения отверстий под фундаментные болты



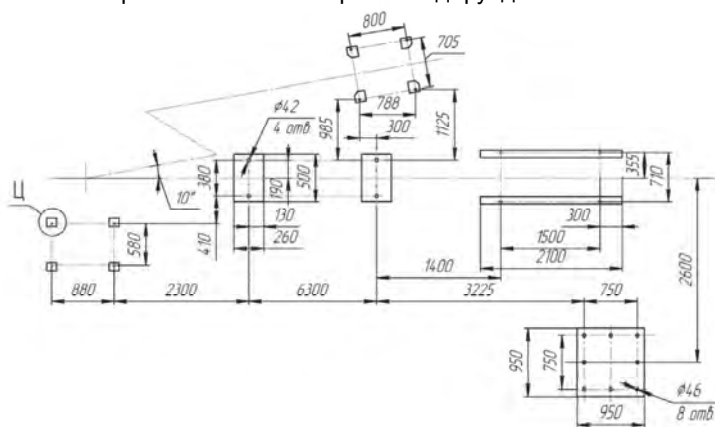
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-350-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Поддон – 1 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-400-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-400-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-400-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



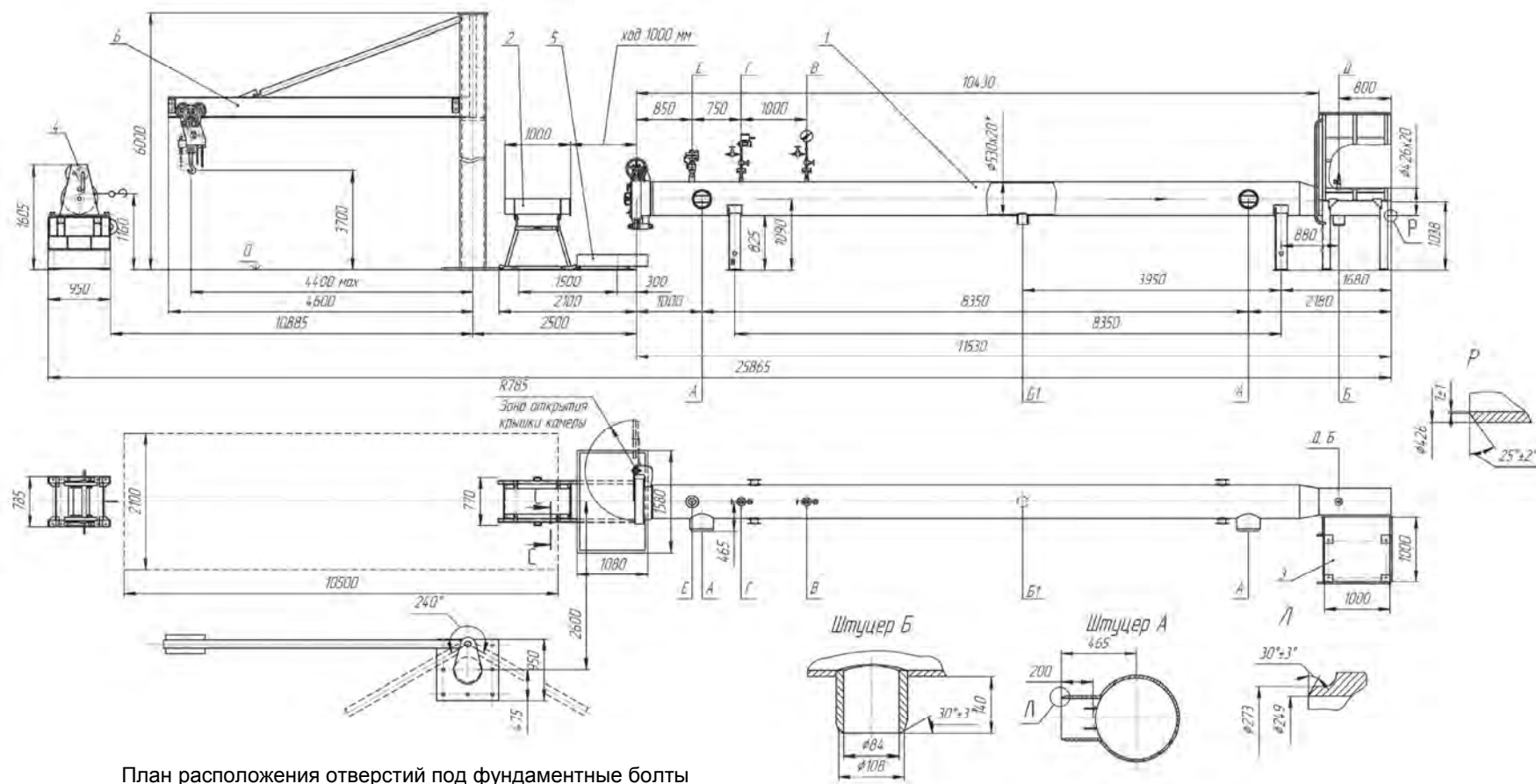
План расположения отверстий под фундаментные болты



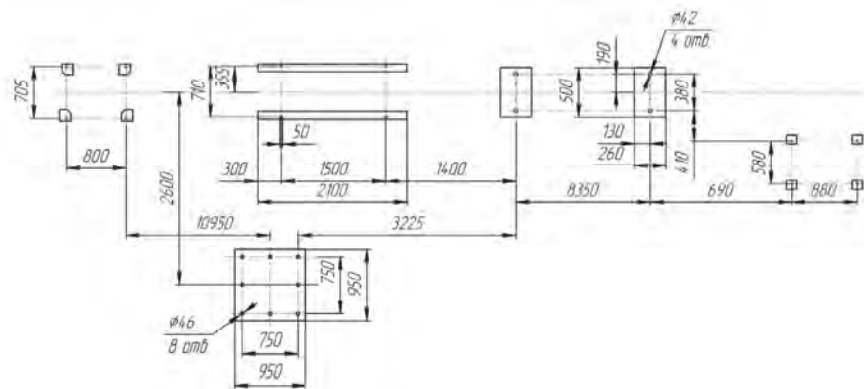
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-400-8,0-Б-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Площадка обслуживания – 1 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-400-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-400-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-400-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



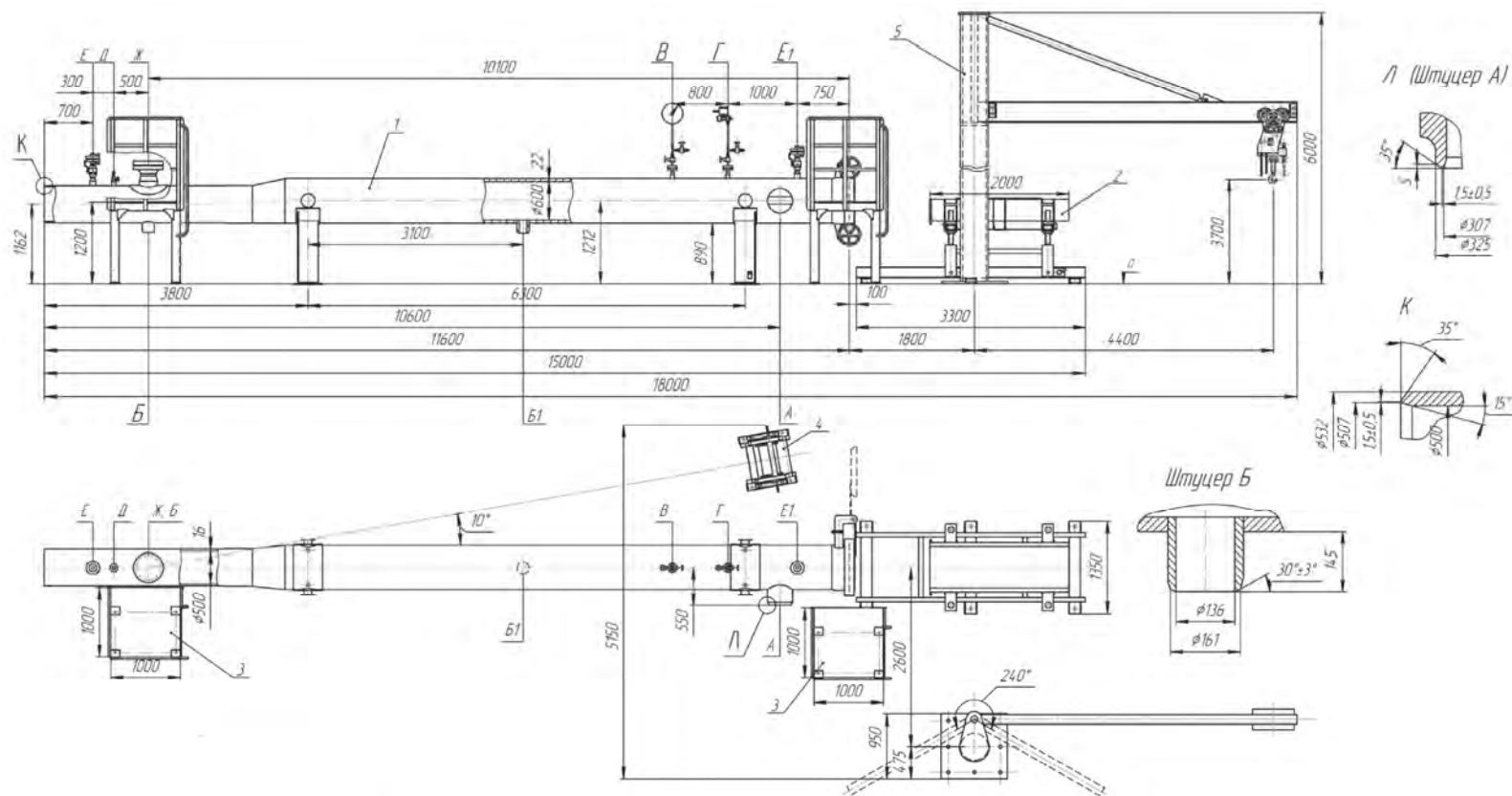
План расположения отверстий под фундаментные болты



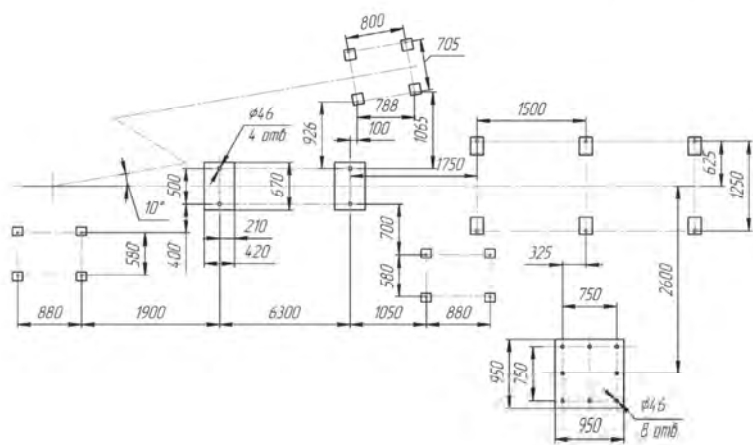
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-400-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 1 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 500 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-500-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-500-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-500-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



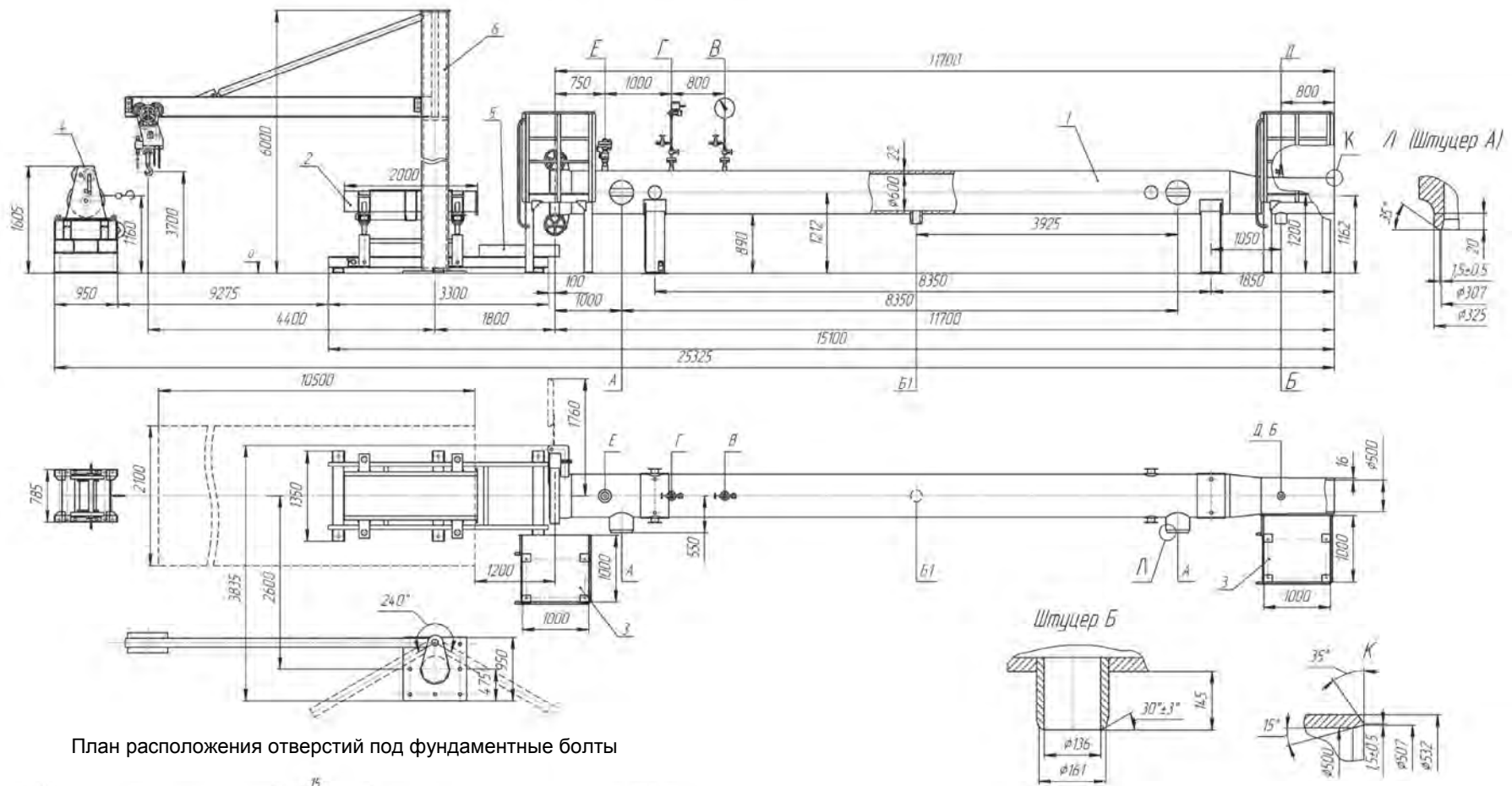
План расположения отверстий под фундаментные болты



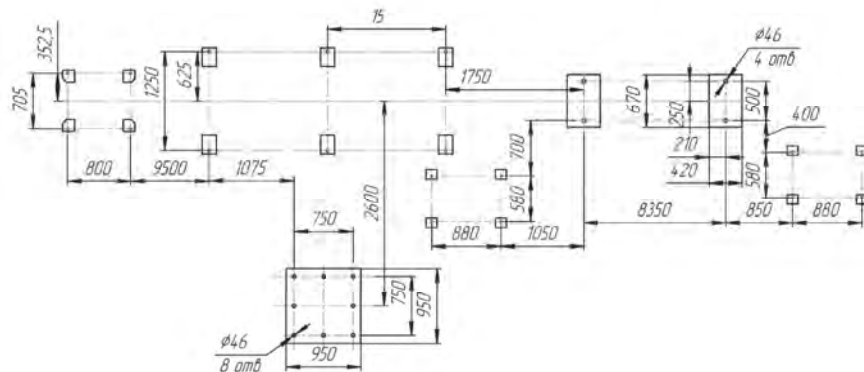
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-500-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Площадка обслуживания – 1 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 500 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-500-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-500-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-500-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



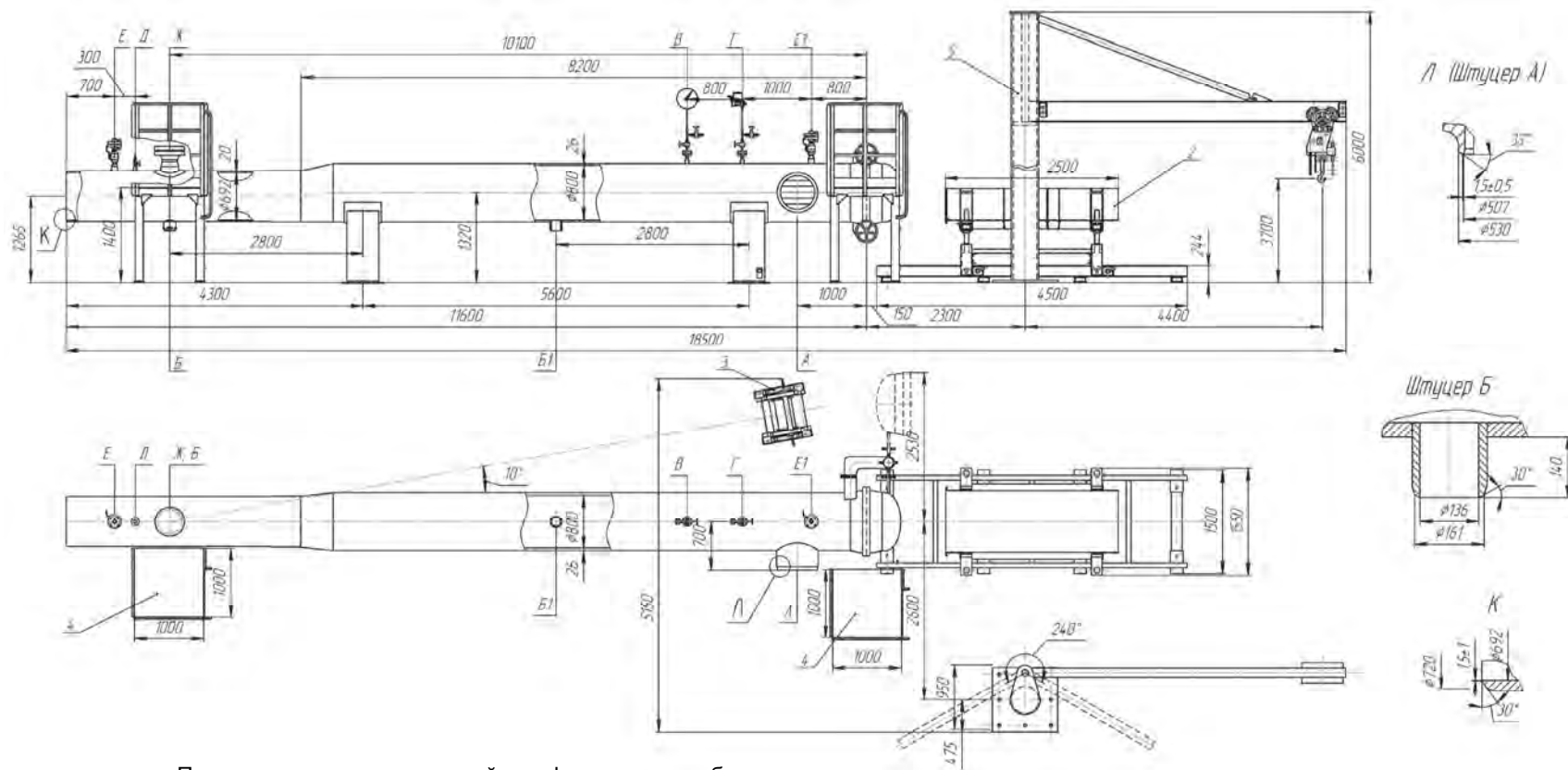
План расположения отверстий под фундаментные болты



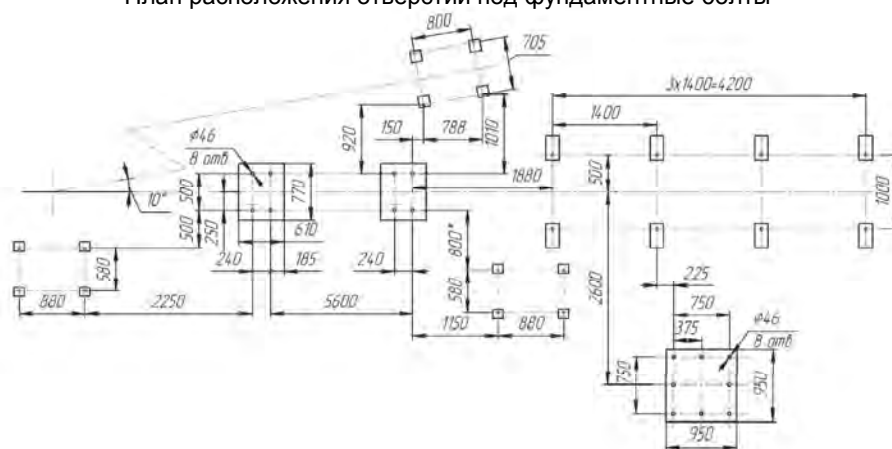
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-500-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 1 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 700 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-700-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-700-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-700-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



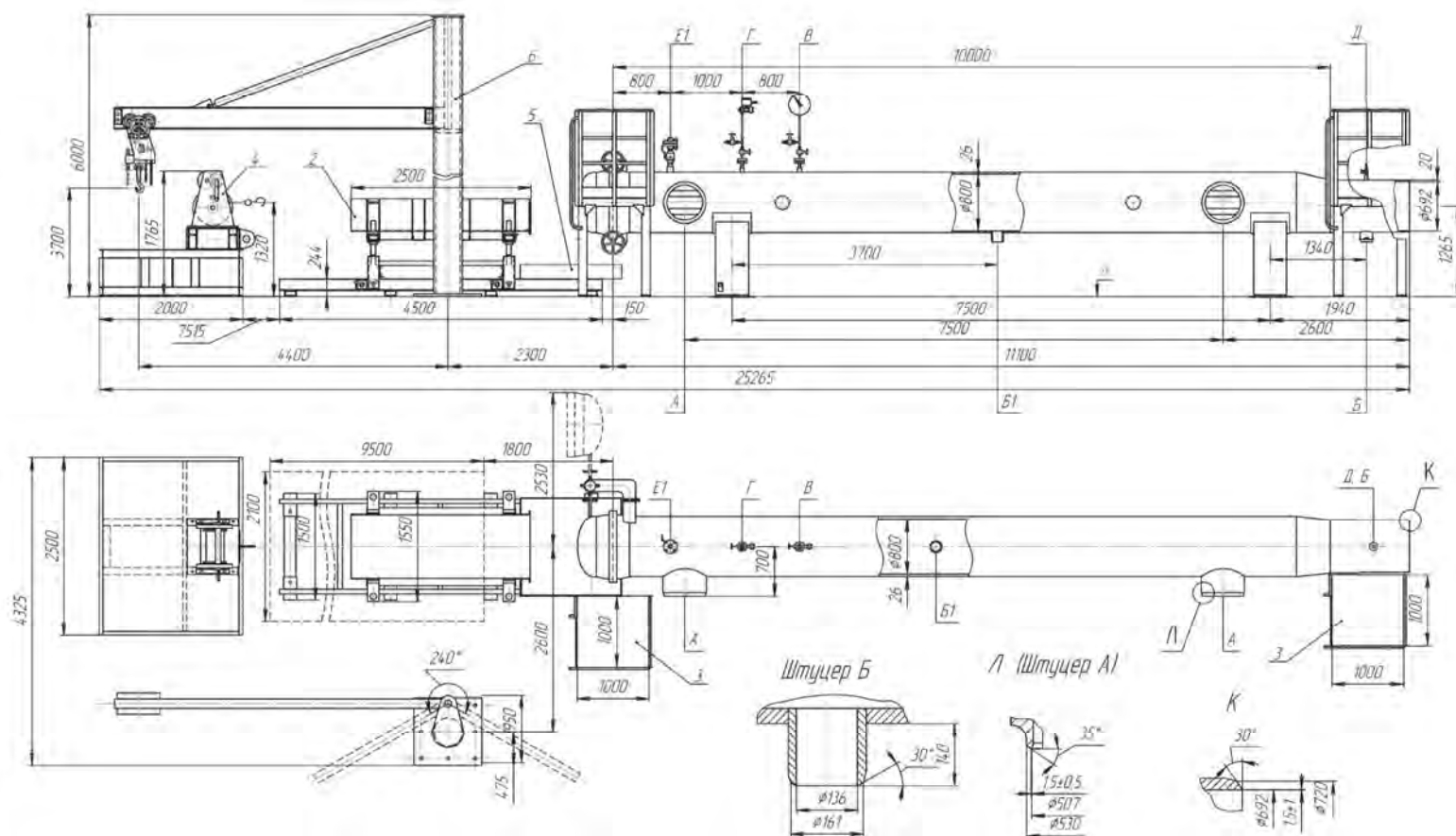
План расположения отверстий под фундаментные болты



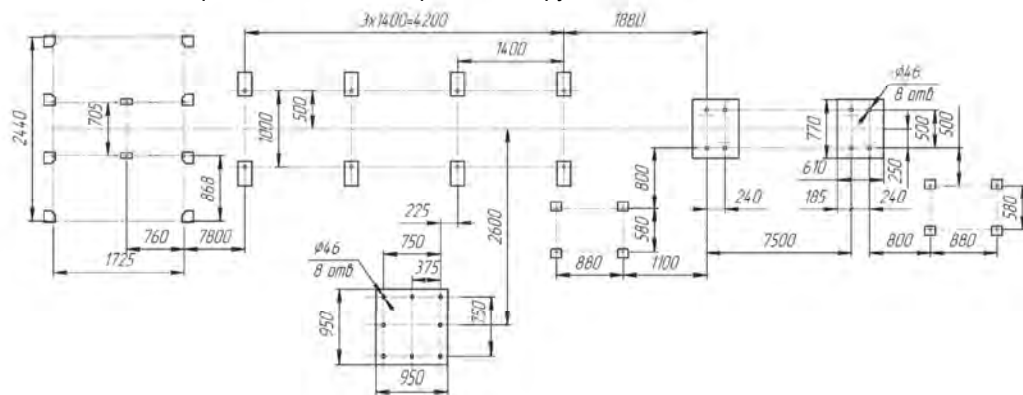
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3 - 700-8,0-Б-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Площадка обслуживания – 2 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 700 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-700-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-700-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-700-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



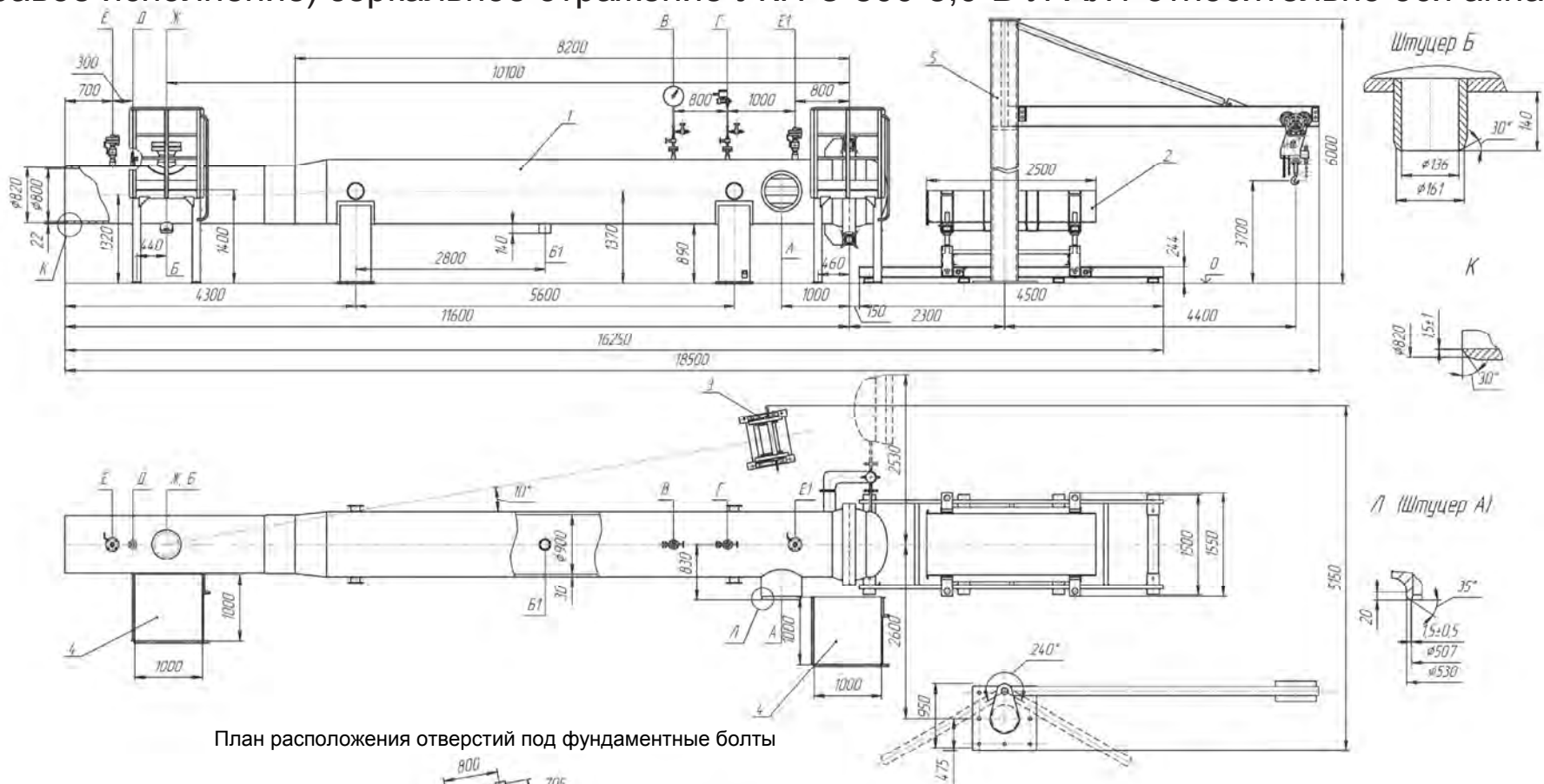
План расположения отверстий под фундаментные болты



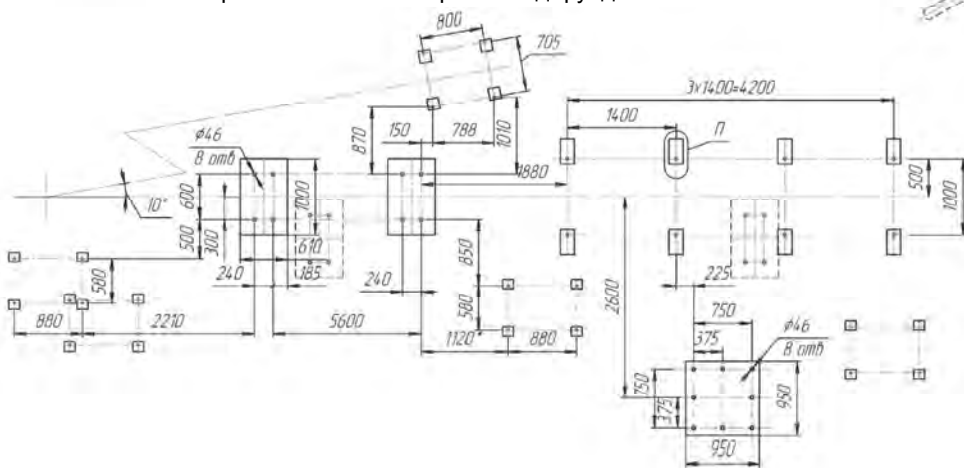
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П -700-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 2 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 800 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-800-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-800-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-800-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



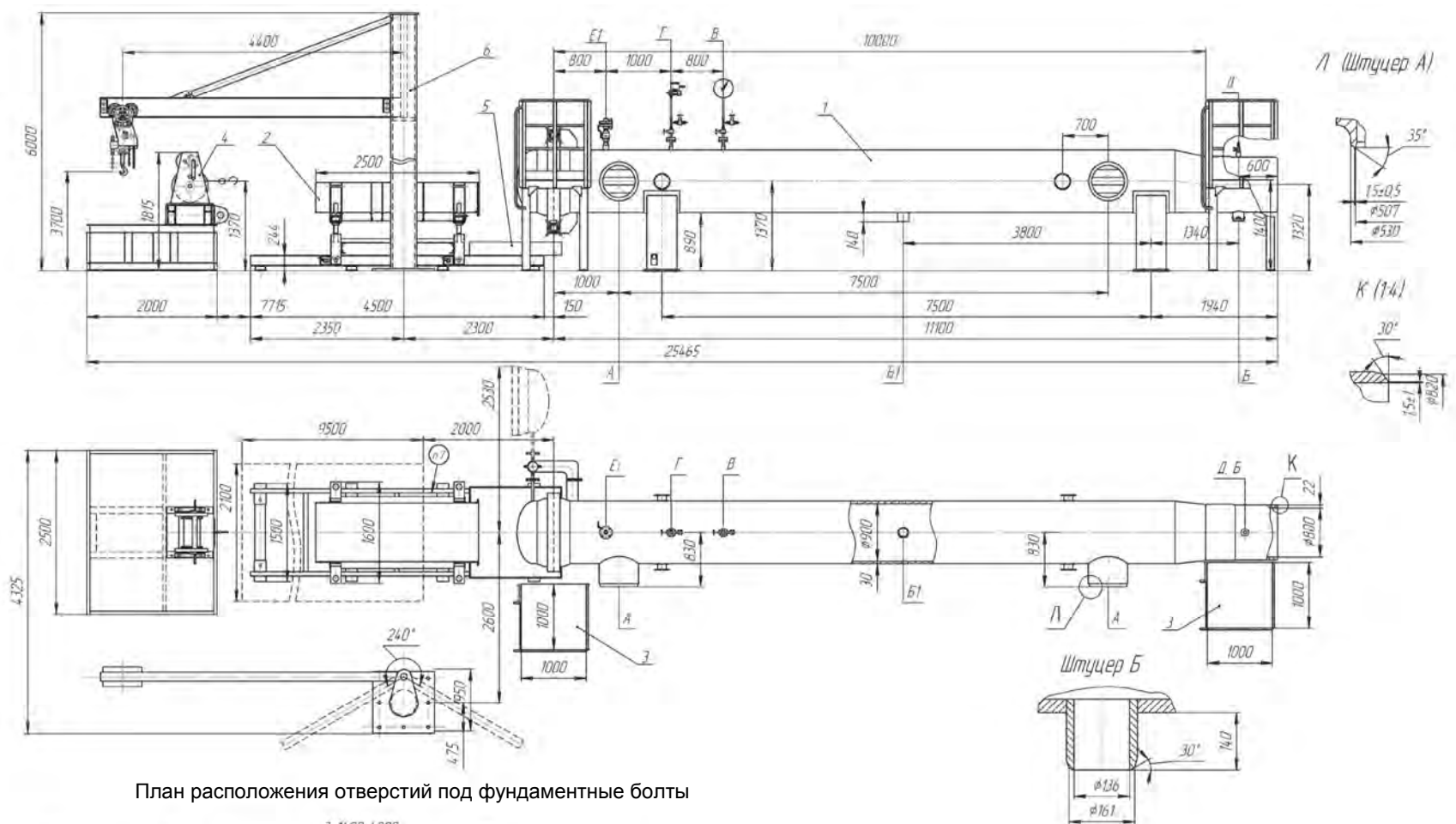
План расположения отверстий под фундаментные болты



Комплектность

1. Камера запуска УКН-3 -800-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Площадка обслуживания – 2 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 800 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода нефти УКН-П-800-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-800-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-800-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)

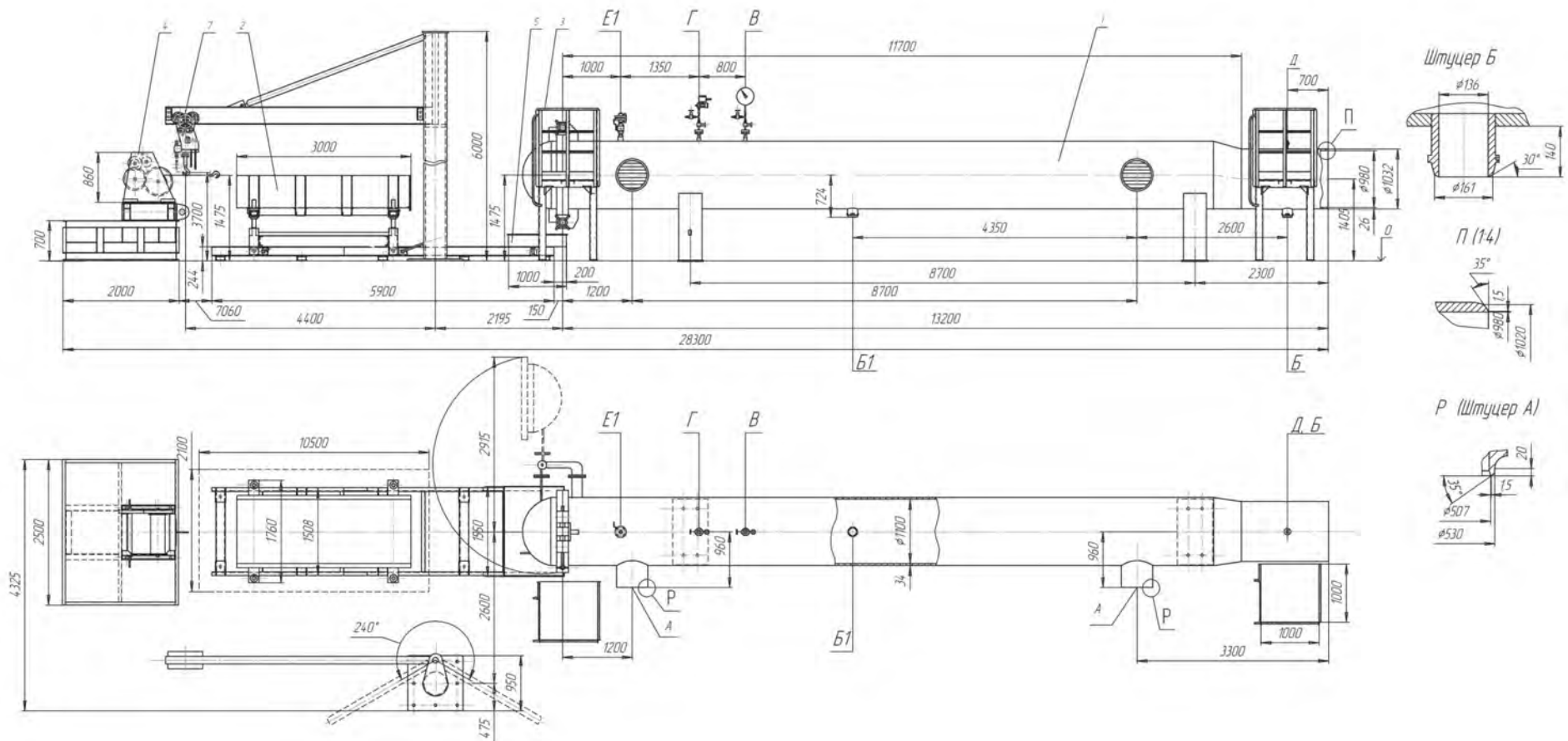


План расположения отверстий под фундаментные болты

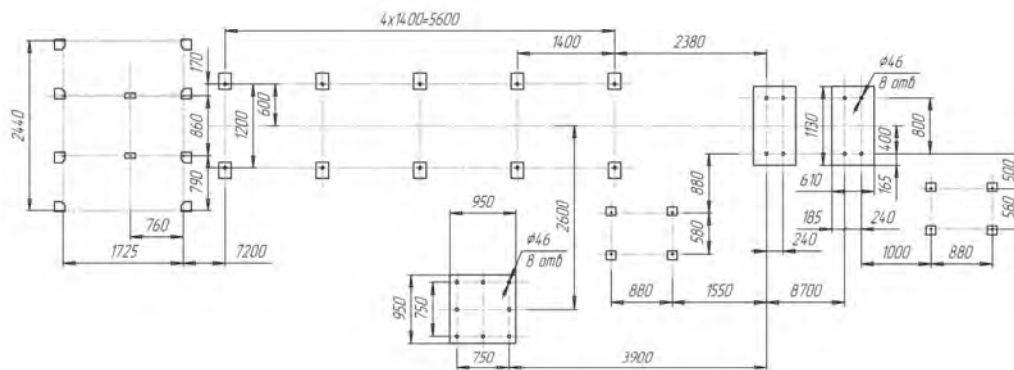
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-800-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 2 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1000 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти УКН-П-1000-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-П-1000-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-1000-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



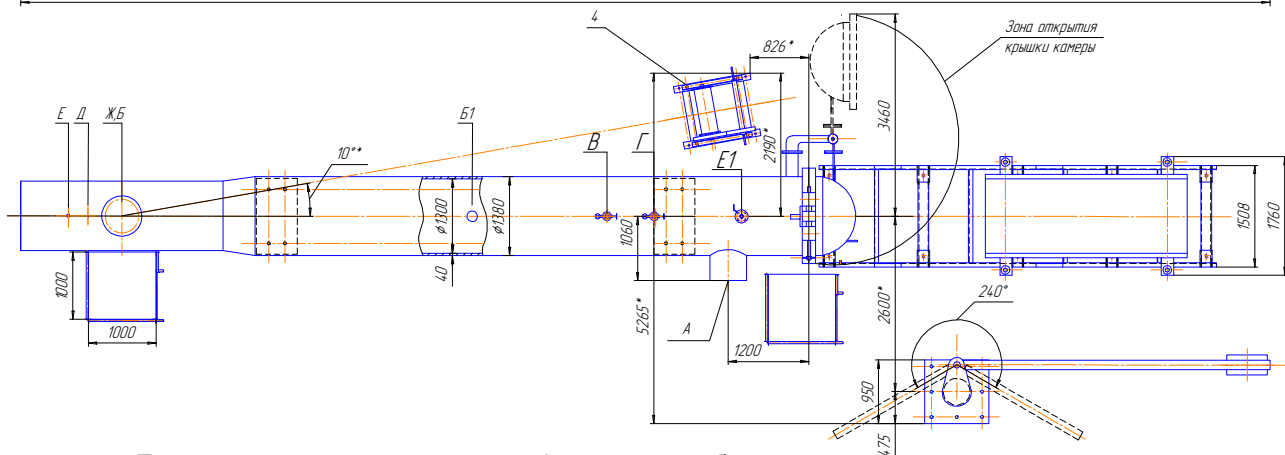
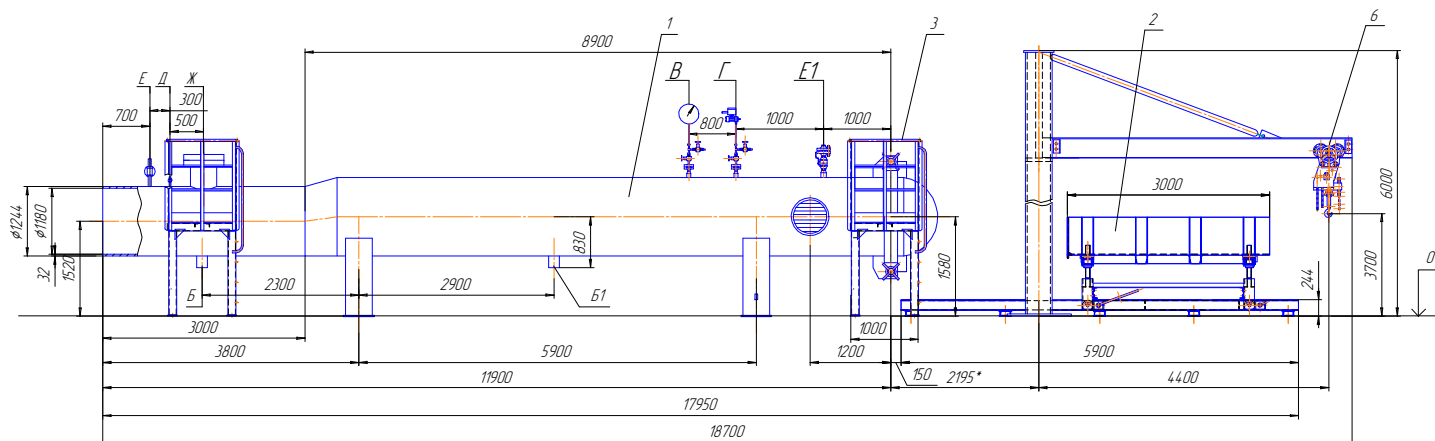
План расположения отверстий под фундаментные болты



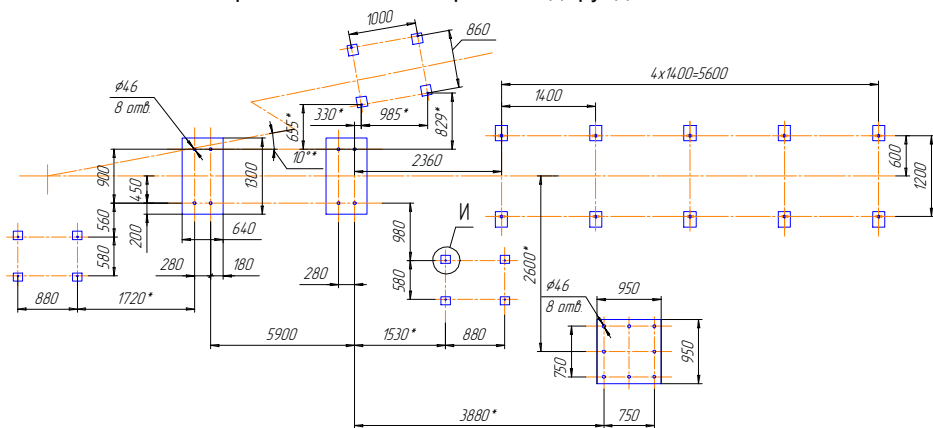
Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-1000-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 2 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти УКН-3-1200-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-3-1200-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-3-1200-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



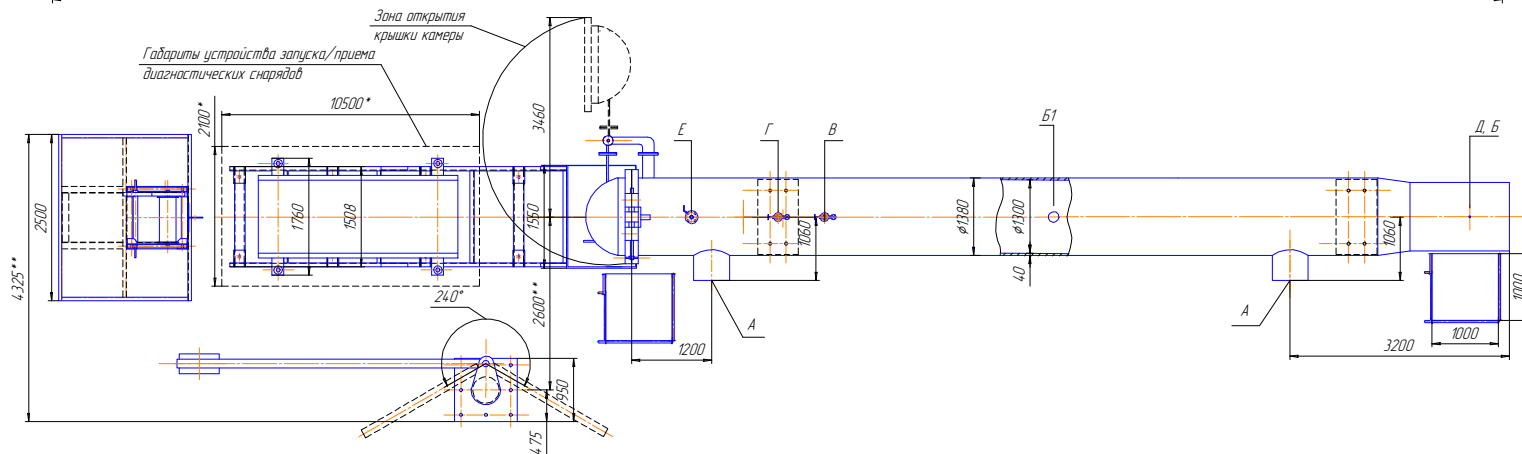
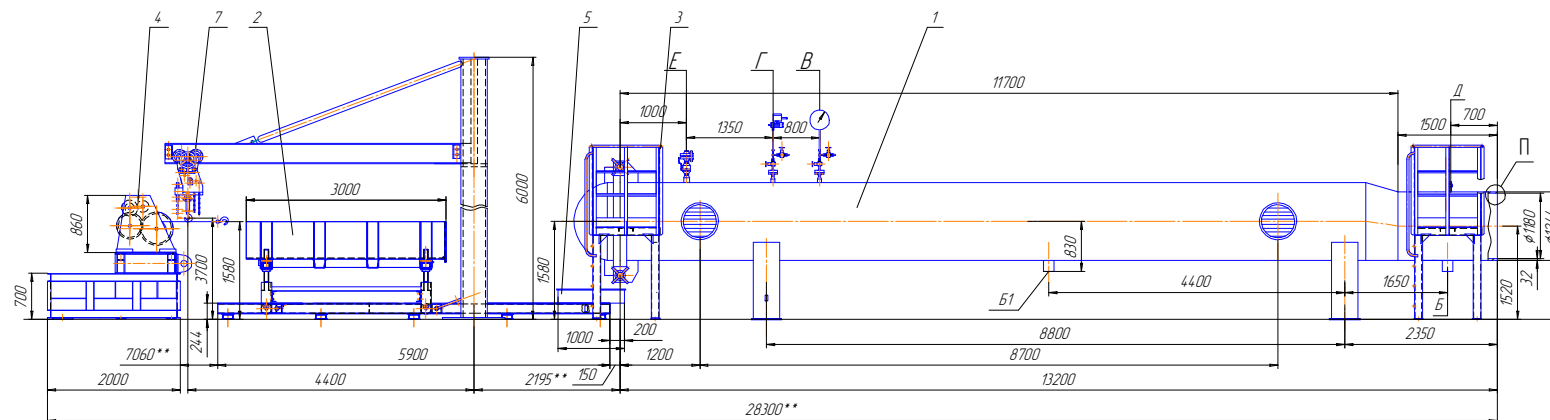
План расположения отверстий под фундаментные болты



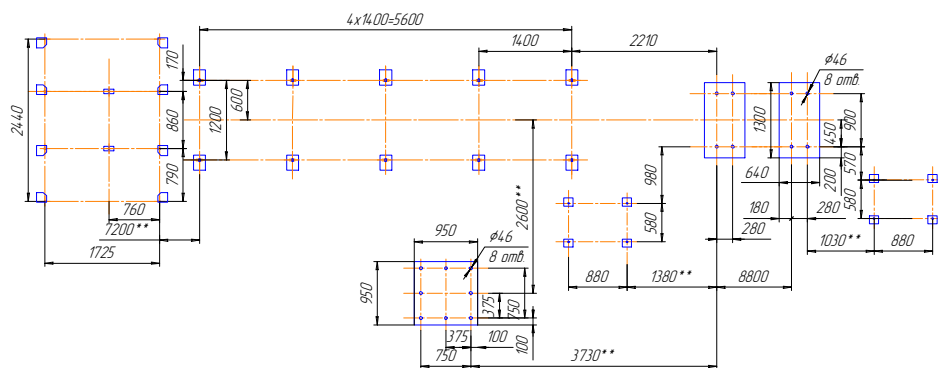
Комплектность

1. Камера запуска УКН-3-1200-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Устройство тяговое – 1 шт.
4. Площадка обслуживания – 2 шт.
5. Кран консольный ручной – 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти УКН-П-1200-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКН-У-П-1200-8,0-Б-Пр-ХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение УКН-П-1200-8,0-Б-Л-ХЛ1 относительно оси аппарата)



План расположения отверстий под фундаментные болты



Комплектность

1. Камера запуска УКН-П-1200-8,0-К-Л-ХЛ1 – 1 шт.
2. Лоток – 1 шт.
3. Площадка обслуживания – 2 шт.
4. Устройство тяговое – 1 шт.
5. Поддон – 1 шт.
6. Кран консольный ручной – 1 шт.

КАМЕРЫ ЗАПУСКА И ПРИЕМА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ Ду 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050, 1200 С РАБОЧИМ ДАВЛЕНИЕМ ОТ 6,3 МПа ДО 15,0 МПа ПО ТУ 3683-006-00220575-2002.

КЗ – камера запуска для поставки в ОАО «АК «Транснефть», предназначенная для запуска СОД в потоке перекачиваемого продукта в магистральный нефтепровод;

КП – камера приема для поставки в ОАО «АК «Транснефть», предназначенная для приема СОД в потоке перекачиваемого продукта из магистрального нефтепровода.

В зависимости от расположения патрубков подвода и отвода нефти по отношению к направлению перекачки, камеры изготавливаются в правом (Пр) или левом (Л) исполнении.

Камеры, в зависимости от комплектности поставки изготавливаются в исполнениях:

Б – блочное исполнение, содержащее камеру приема или запуска с системой передней запасовки, лоток, площадки обслуживания, поддон (для камеры приема);

К – исполнение, содержащее только камеру приема или запуска.

Камеры запуска исполнения КЗ и камеры приема исполнения КП в зависимости от номинального давления изготавливаются в пяти исполнениях:

- с номинальным давлением PN 6,3 МПа;
- с номинальным давлением PN 8,0 МПа;
- с номинальным давлением PN 10,0 МПа;
- с номинальным давлением PN 12,5 МПа;
- с номинальным давлением PN 15,0 МПа.

Камеры предназначены для эксплуатации в условиях макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом и размещении на открытом воздухе с температурой окружающей среды от минус 60 °С до плюс 40 °С категория размещения 1 по ГОСТ 15150. Вид климатического исполнения – УХЛ1 по ГОСТ 15150.

Конструкция камер обеспечивает стойкость к ветровым нагрузкам с характеристиками:

- нормативное значение ветрового давления не менее 0,48 кПа.
- скорость ветра (верхнее значение) составляет 50 м/с.

Камеры КЗ и КП в зависимости от сейсмичности района размещения площадок узлов запуска и приема СОД (по шкале MSK-64) изготавливаются в следующих исполнениях:

- сейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью до 9 баллов включительно (С);
- повышенной сейсмостойкости для районов с сейсмичностью свыше 9 до 10 баллов включительно (ПС).

Пример обозначения при заказе:

Камера запуска СОД линейной части магистрального нефтепровода, DN 1050 с номинальным давлением PN 8,0 МПа, блочного исполнения, с правым расположением патрубка подвода нефти, сейсмостойкого исполнения, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом:

«КЗ-1050-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1» ТУ 3683-006-00220575-2002

Камера приема СОД линейной части магистрального нефтепровода, DN 1200 с номинальным давлением PN 12,5 МПа, блочного исполнения, с левым расположением патрубков отвода нефти, исполнения повышенной сейсмостойкости, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом:

«КП-1200-12,5-ПС-Б-Л-УХЛ1» ТУ 3683-006-00220575-2002

Основные параметры камер запуска КЗ и камер приема КП

Наименование показателей, единицы измерения		Значения			
Давление, МПа	Рабочее, не более	8,0	10,0	12,5	15,0
	Расчетное	8,0	10,0	12,5	15,0
	Пробное при гидроиспытании	12,0	15,0	19,0	22,5
Температура, °С	Рабочей среды	от минус 15 до плюс 80			
	Расчетная стенки	плюс 80			
	Минимально допустимая отрицательная стенки элементов камеры, находящихся под давлением	УХЛ1		минус 60	
Герметичность		ОТТ-75.180.00-КТН-370-09			
Контроль сварных соединений		ОТТ-75.180.00-КТН-370-09			
Прибавка для компенсации коррозии, мм		3			
Рабочая среда	Среда	см. таблицу			
	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	3			
	Взрывоопасность	да			
	Пожароопасность	да			

Параметры среды (нефть)

Наименование параметров	Единица измерения	Величина
Плотность нефти	кг/м ³	от 700 до 900
Давление насыщенных паров, не более	мм рт. ст.	500
Вязкость нефти	м ² /сек	от 0,05×10 ⁻⁴ до 1,00×10 ⁻⁴
Парафина, не более	%	7,0
Массовая доля серы, не более	%	3,5
Массовая доля воды, не более	%	1,0
Воды в отдельных случаях	%	5,0
Концентрация хлористых солей, не более	мг/дм ³	900
Массовая доля механических примесей, не более	%	0,05
Максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса	мм	5,0
Концентрация сероводорода, не более	мг/л	20

Таблица штуцеров камер запуска/приема СОД

	Наименование	Количество на камере		Давление условное, МПа				Тип уплотнительной поверхности
		запуска	приема	8,0	10,0	12,5	15,0	
А	Вход нефти	1	-	8,0	10,0	12,5	15,0	под сварку
	Выход нефти	-	2					
Б,Б1	Для дренажа	2	2					
В	Для манометра	1	1	16,0				под прокладку овального сечения М20х1,5
Г	Для датчика давления	1	1					
Д	Вход инертного газа	1	1	8,0	10,0	12,5	15,0	резьба М33х1,5
Е,Е1	Для присоединения к газозвоздушной линии	2	1	16,0				под прокладку овального сечения
Ж	Для установки устройства передней запасовки поточного средства	1	-	16,0				

Таблица условных проходов штуцеров

Наименование показателей и единицы измерения	Значение											
	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
Условный проход нефтепровода, DN	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
D – условный проход номинальной части камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
DN – наружный диаметр трубопровода присоединяемого к номинальной части	159	219	273	325	377	426	530	720	820	1020	1067	1220
D1-диаметр патрубка подвода продукта	100	150	200	250	300	500	700	800				
DA – наружный диаметр трубопровода присоединяемого к патрубку подвода/отвода нефти	108	159	219	273	325	530	720	820				
D2-диаметр патрубков для присоединения дренажных трубопроводов	50		100				150					
Диаметр патрубков для присоединения трубопроводов газозвоздушной линии	50											
Диаметр патрубка для установки манометра	15											
Патрубок для установки датчика давления	15											
Патрубок для подачи пара или инертного газа	15											
Диаметр патрубка для установки запасовочного устройства	100	150	200				300					

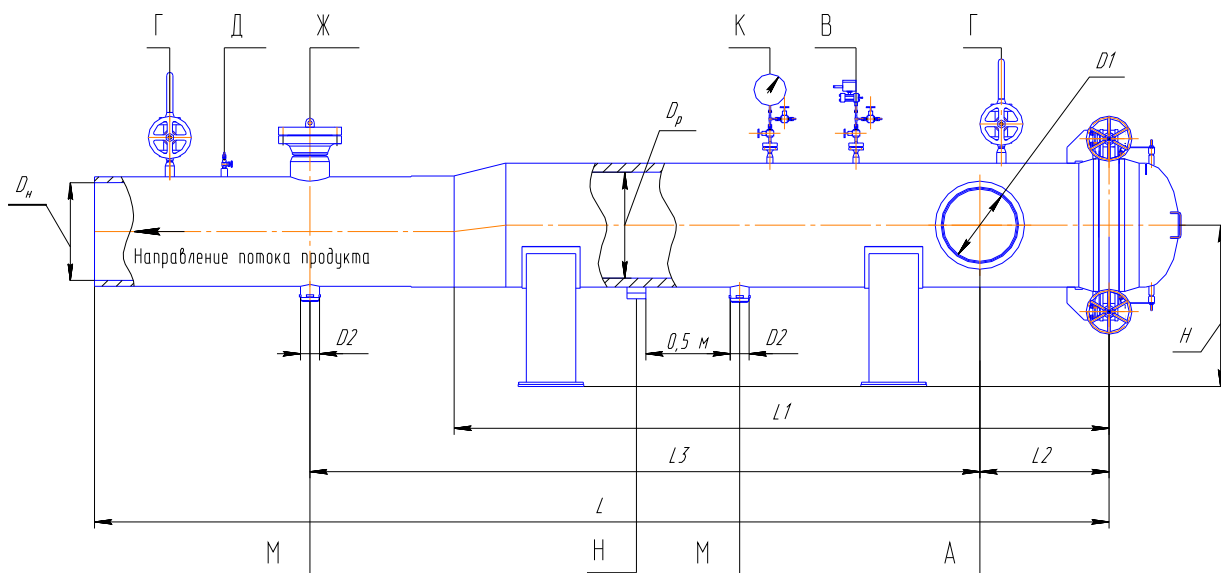
Таблица типов разделок

Толщина стенки трубы S, мм	Размер для присоединения трубы а, мм	Высота фаски В ±0,5, мм	Типы кромок в зависимости от толщины присоединяемой трубы концевой части камеры (Вид I)	Типы кромок в зависимости от толщины присоединяемой трубы патрубке входа нефти А (Вид II)
8	8	-		
9	9			
10	10			
11	11			
12	12			
13	13			
14	14			
15	15	9		
16	16			
17	17			
18	18			
19	19			
20	20	10		
21	21			
22	22	12		
23	23			
24	24			
25	25			
26	26			
27	27	14		

*Тип разделки обозначен на чертежах римскими цифрами

Габаритные и присоединительные размеры камеры запуска исполнения КЗ

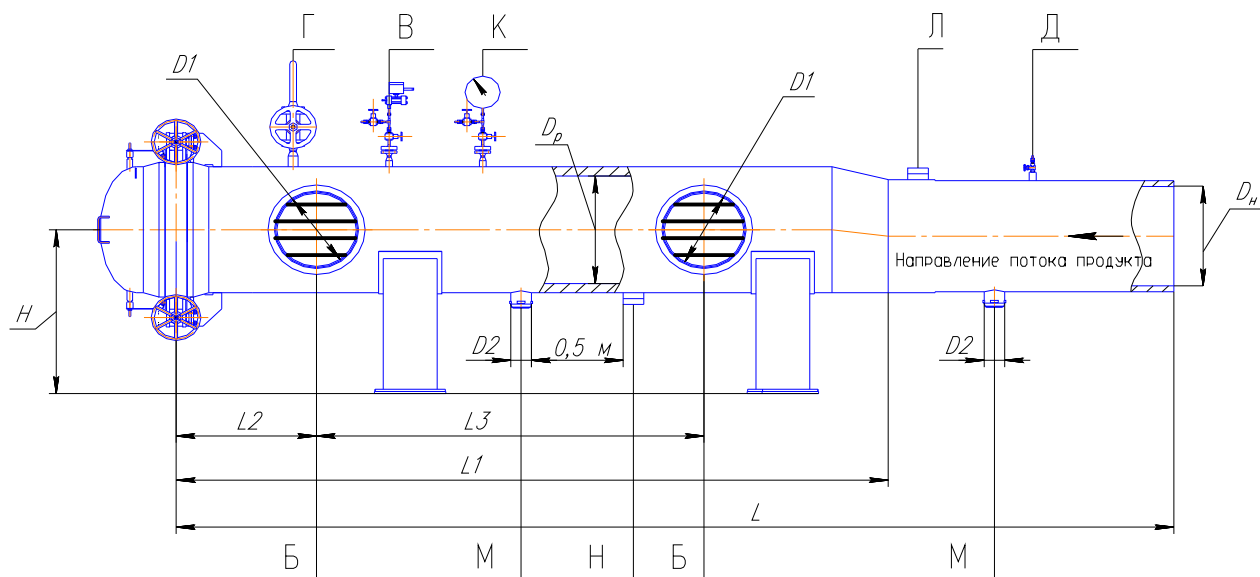
Условный проход нефтепровода, DN	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
DH – условный проход номинальной части камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
DP – условный проход расширенной части камеры	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100	1200	1300
L – минимальная длина камеры запуска СОД, мм	7700	7300	6900	6900	6200	6400	10600	11300		13700		
L1 – минимальная длина расширенной части камеры, мм	5700	5300	4500	4500	3500	3700	7600	8300		10400		
L2-расстояние от плоскости затвора камеры до оси патрубка подвода продукта, мм	500				600		800	1000		1200		
L3-минимальное расстояние от оси патрубка подвода продукта до оси патрубка запасовки, мм	6200	5800	5400	5400	4600	4800	8600	9300		11700		
H-расстояние от оси камеры до опоры, мм	950		1000		1050	1100	1200	1300	1400	1500	1600	
D1-диаметр патрубка подвода продукта	100	150		200	250		300	500		700		800
D2-диаметр патрубков для присоединения дренажных трубопроводов	50			100				150				
Диаметр патрубков для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии	50											
Диаметр патрубка для установки манометра								15				
Патрубок для установки датчика давления								15				
Патрубок для подачи пара или инертного газа								15				
Диаметр патрубка для установки запасовочного устройства	100	150		200				300				



Условное обозначение патрубков:
 А – патрубок подвода продукта;
 В – патрубок для датчика давления;
 Г – патрубок для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии;
 Д – патрубок для подачи пара или инертного газа;
 Ж – патрубок для установки запасовочного устройства;
 К – патрубок для установки манометра;
 М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов;
 Н – датчик контроля герметичности.

Габаритные и присоединительные размеры камеры приема исполнения КП

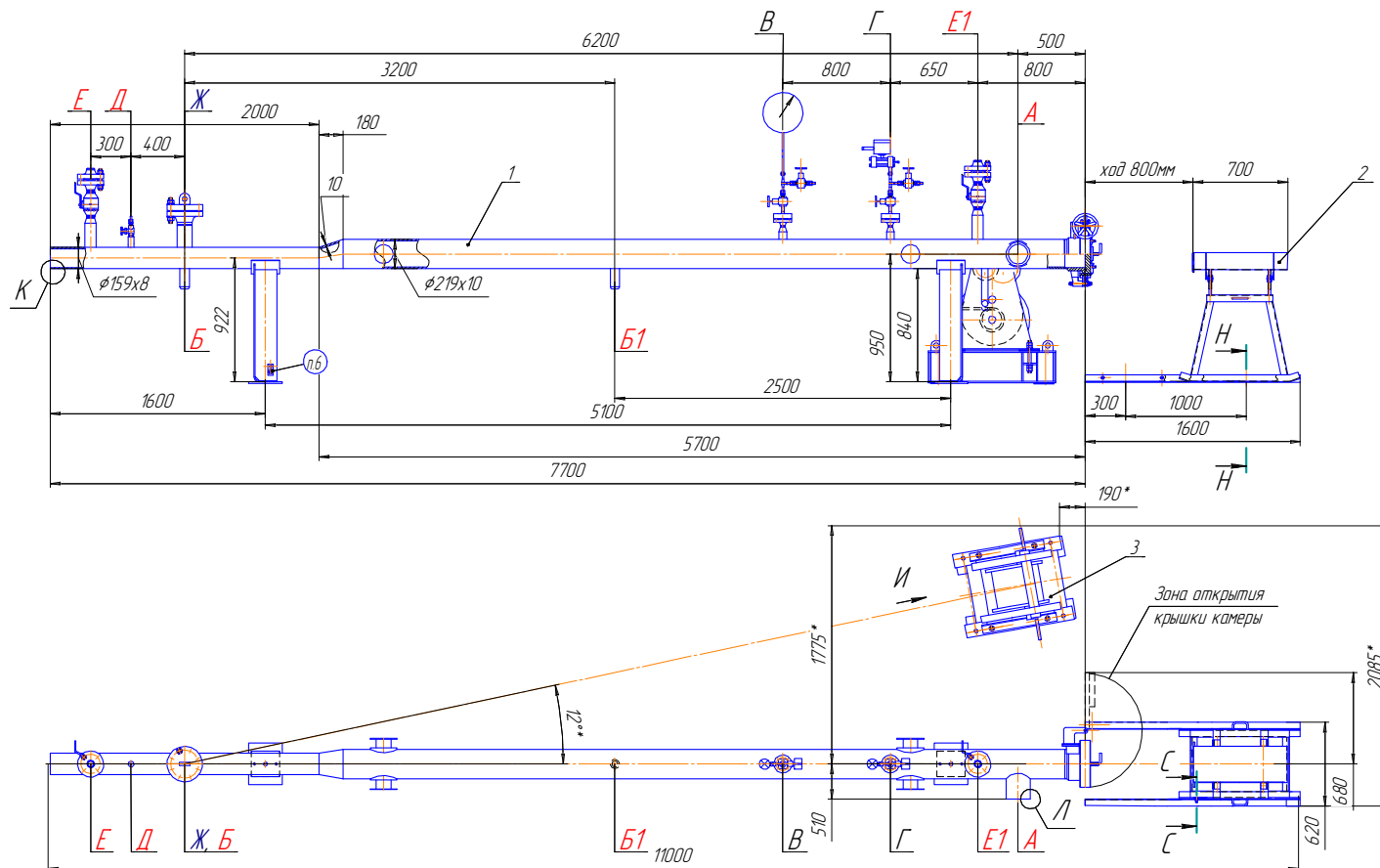
Условный проход нефтепровода, DN	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
DH – условный проход номинальной части камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
DP – условный проход расширенной части камеры	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100	1200	1300
L – минимальная длина камеры приема СОД, мм	7900	7500	7150	6200	6200	10200	11200			14600		
L1 – минимальная длина расширенной части камеры, мм	6400	6000	5650	5100	5100	8800	10200			12600		
L2-расстояние от плоскости затвора камеры до оси патрубка отвода продукта, мм	500			600		800	1000			1200		
L3-минимальное расстояние между осями патрубков отвода продукта, мм	6400	5000	4500	4600	3800	3800	7100	8200		10200		
H-расстояние от оси камеры до опоры, мм	950		1000		1050	1100	1200	1300	1400	1500	1600	
D1-диаметр патрубков отвода продукта	100	150		200	250		300	500		700	800	
D2-диаметр патрубков для присоединения дренажных трубопроводов	50			100			150					
Диаметр патрубков для присоединения трубопроводов газозвушной линии							50					
Диаметр патрубка для установки манометра							15					
Патрубок для установки датчика давления							15					
Патрубок для подачи пара или инертного газа							15					



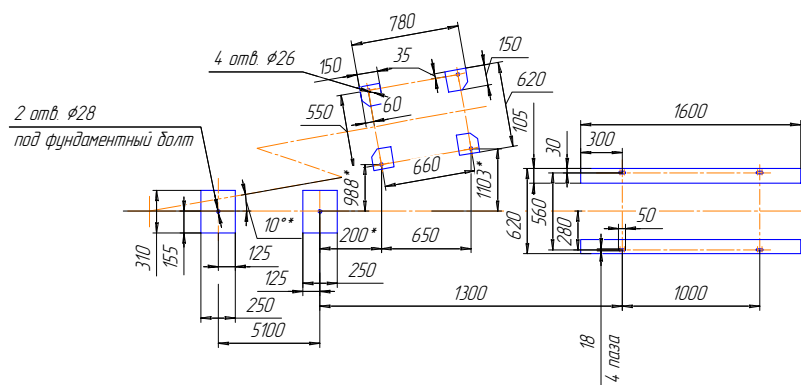
Условное обозначение патрубков:

- Б – патрубки отвода продукта;
- В – патрубок для установки датчика давления;
- Г – патрубок для присоединения трубопровода газозвушной линии;
- Д – патрубок для подачи пара или инертного газа;
- К – патрубок для установки манометра;
- Л – сигнализатор прохождения СОД;
- М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов;
- Н – датчик контроля герметичности.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 150 в блочном исполнении с левым расположением патрубков подвода нефти КЗ-150-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-150-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-150-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



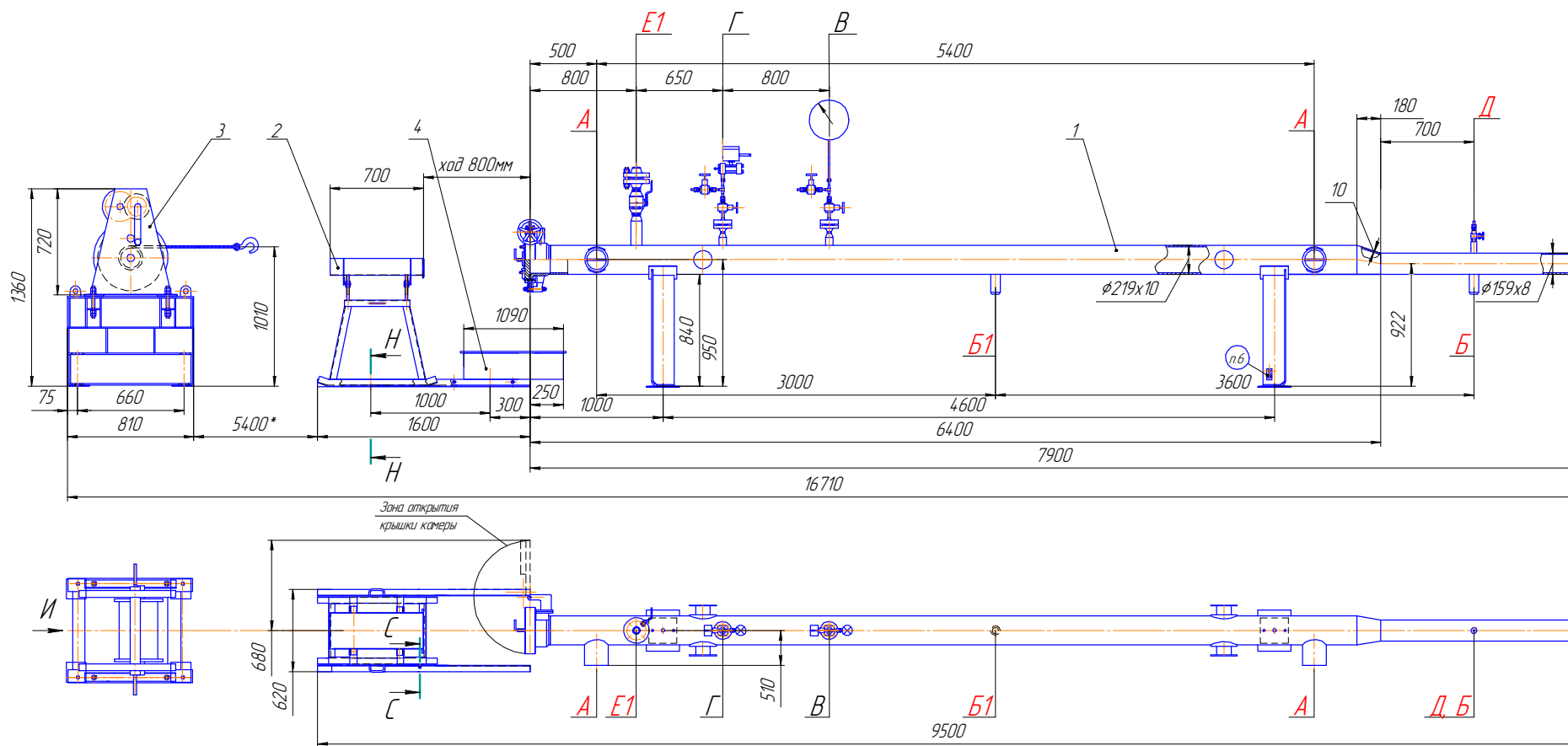
План расположения отверстий под фундаментные болты



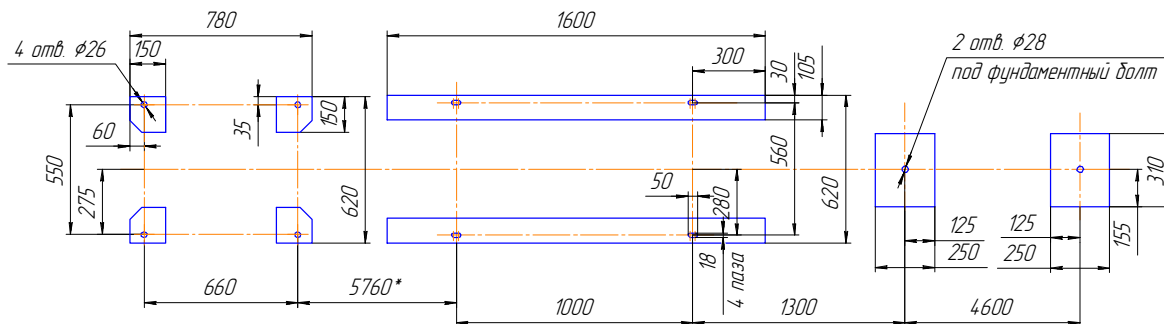
Комплектность:

1. Камера запуска КЗ-150-8,0-С-К-Л-УХЛ1 -1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Устройство тяговое -1шт.;
4. Кран консольный ручной -1шт.

Камера приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 150 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подвода нефти КП-150-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (КП-150-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (левое исполнение) зеркальное отражение КП-150-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 относительно оси аппарата)



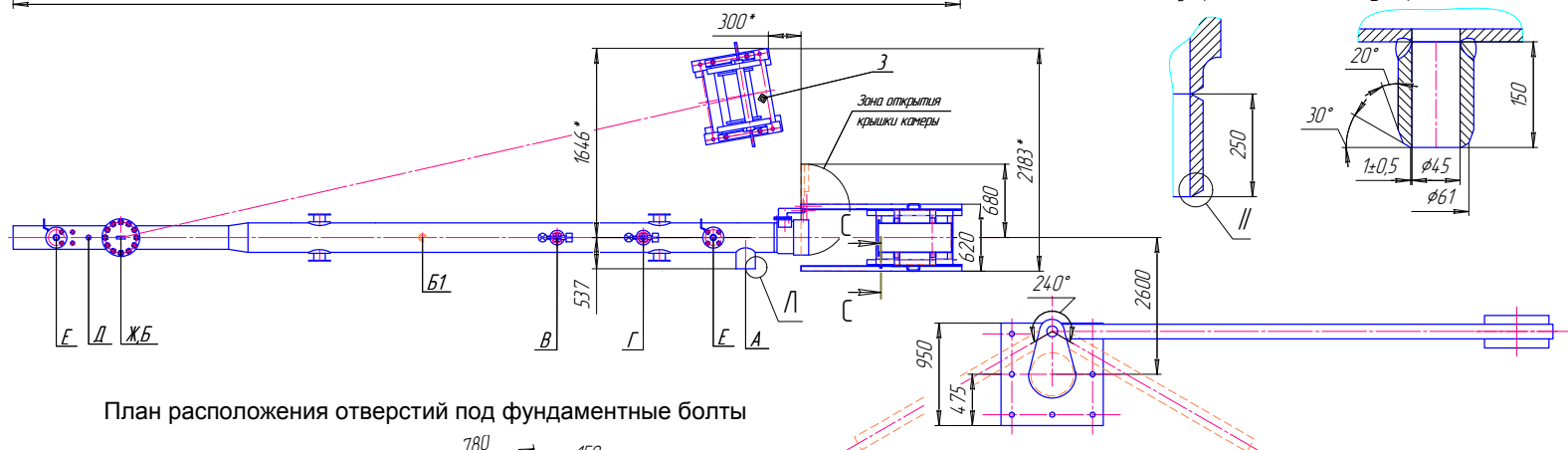
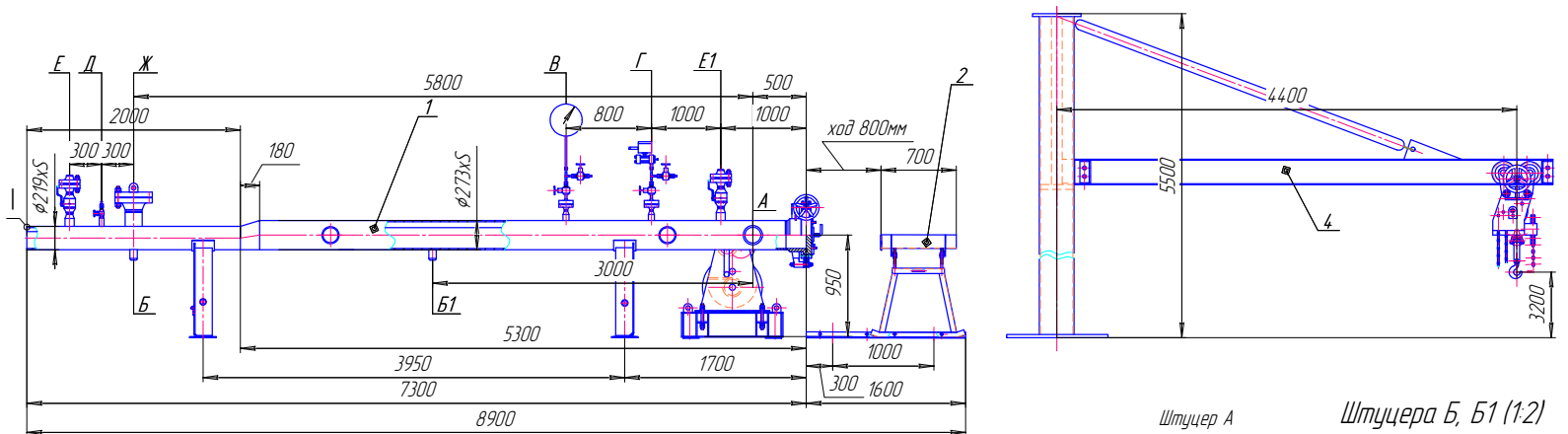
План расположения отверстий под фундаментные болты



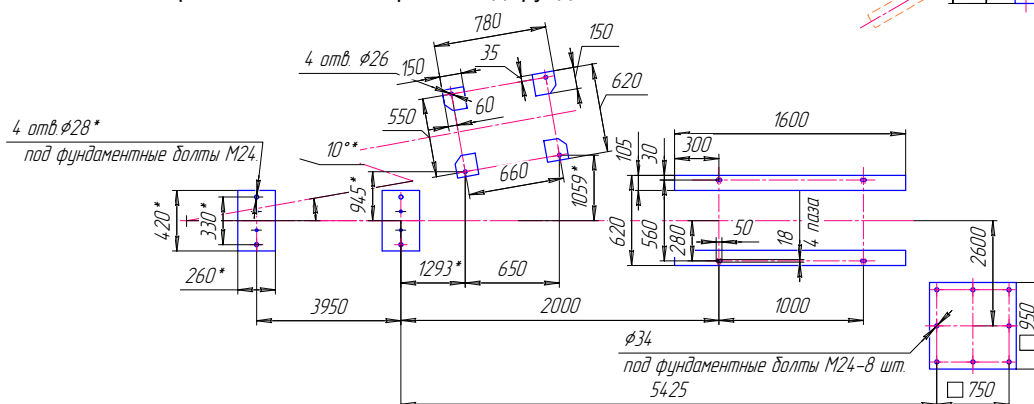
Комплектность:

1. Камера запуска КП-150-8,0-С-К-Пр-УХЛ1 -1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Устройство тяговое -1шт.;
4. Кран консольный ручной -1шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 300 в блочном исполнении с левым расположением патрубков подвода нефти КЗ-200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



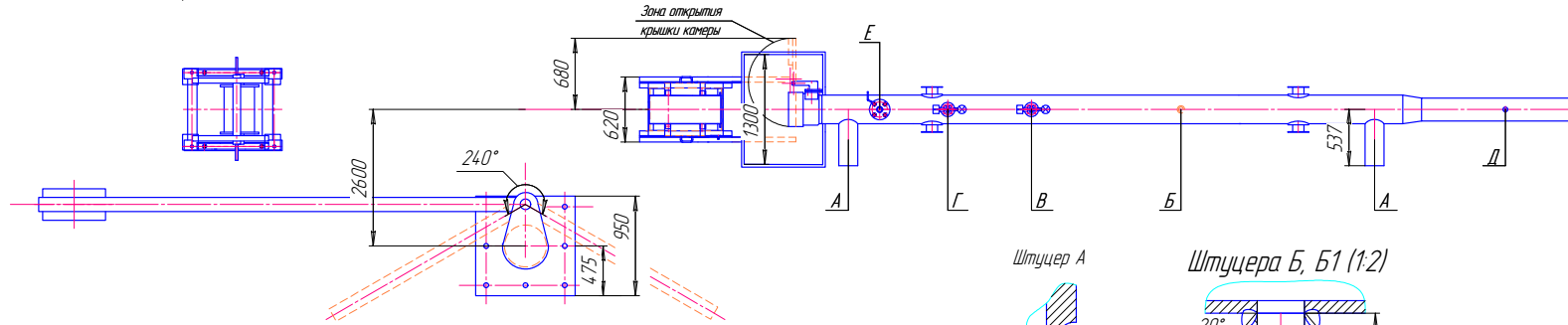
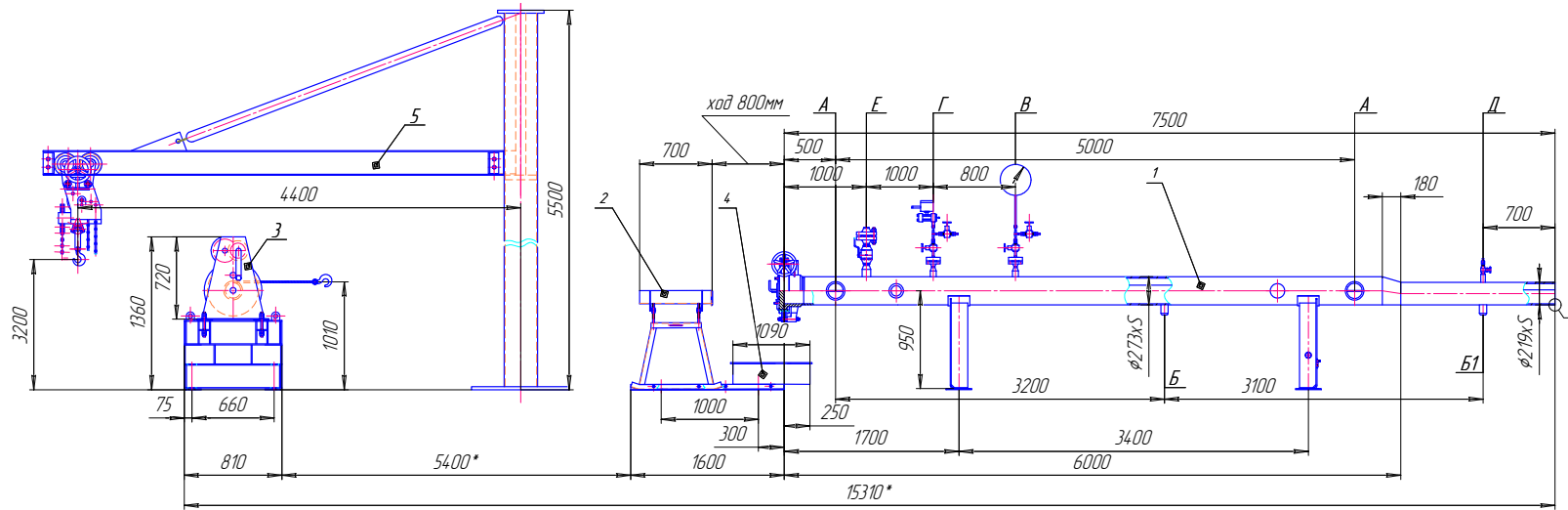
План расположения отверстий под фундаментные болты



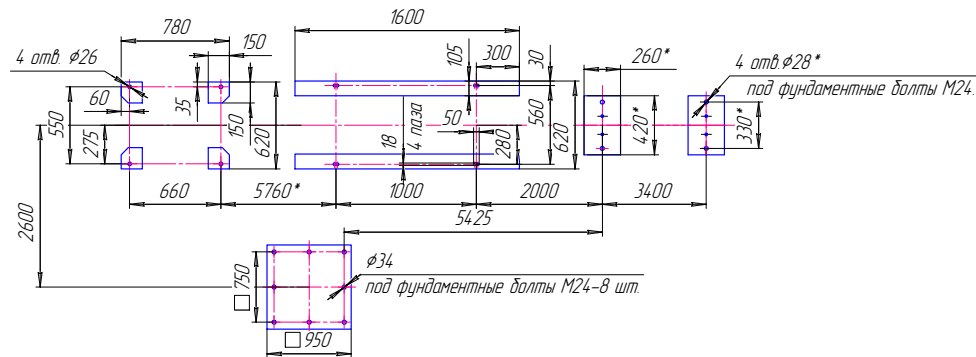
Комплектность:

1. Камера запуска КЗ-200-8,0-С-К-Л-УХЛ1 -1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Устройство тяговое -1шт.;
4. Кран консольный ручной -1шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 300 в блочном исполнении с левым расположением патрубков подвода нефти КЗ-200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-200-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



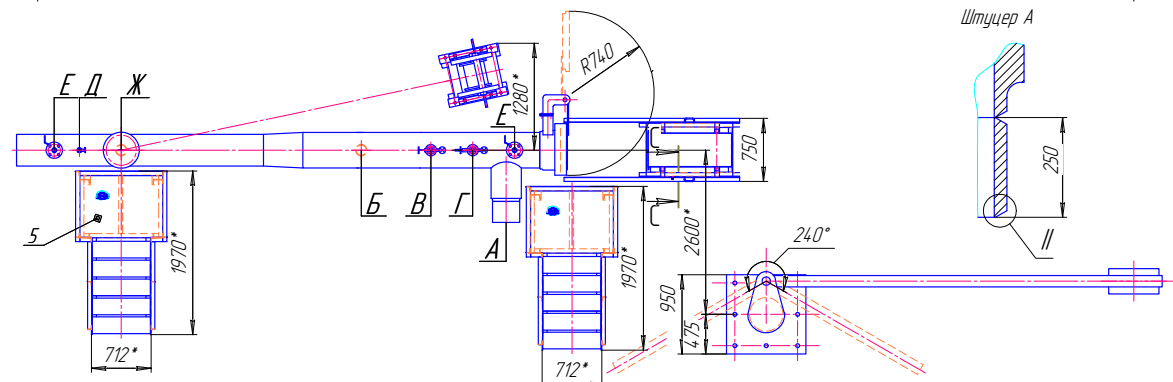
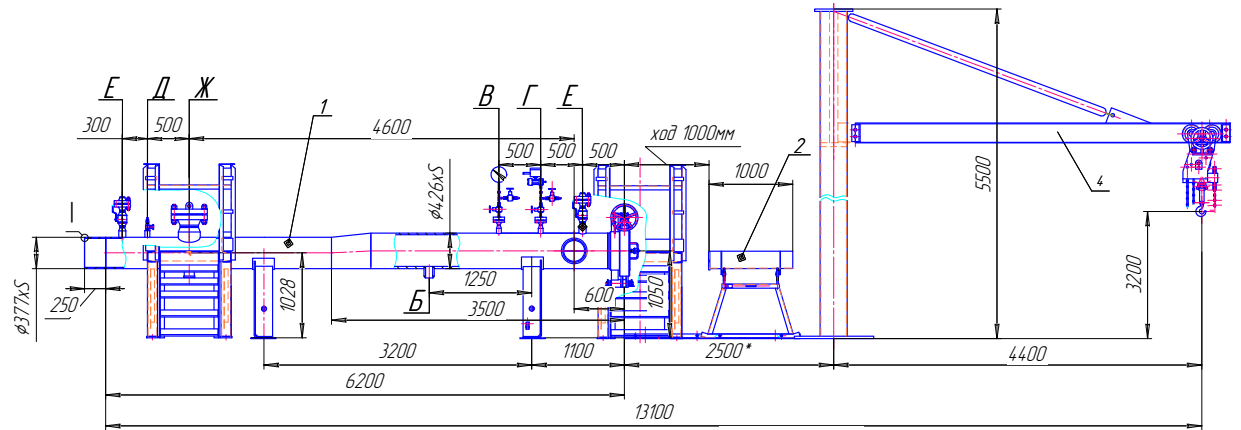
План расположения отверстий под фундаментные болты



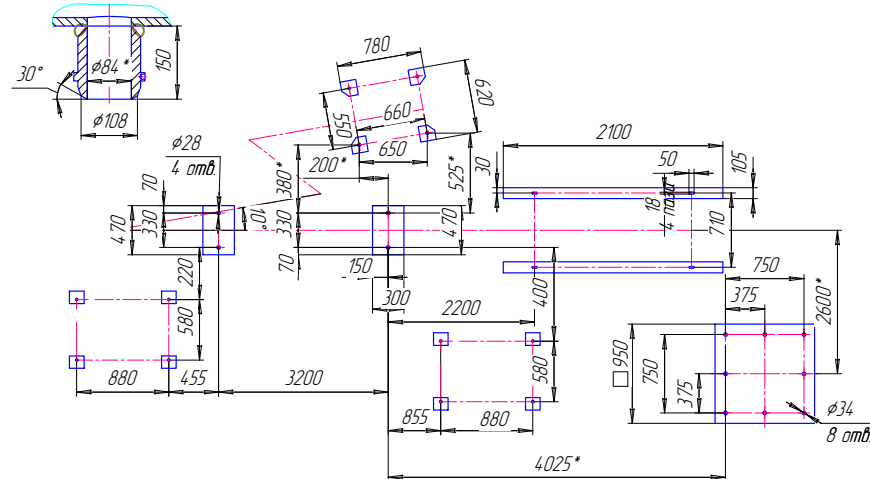
Комплектность:

1. Камера приема КП-200-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Устройство тяговое -1шт.;
4. Поддон -1шт.;
5. Кран консольный ручной -1шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 350 в блочном исполнении с левым расположением патрубков подвода нефти КЗ-350-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-350-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-350-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



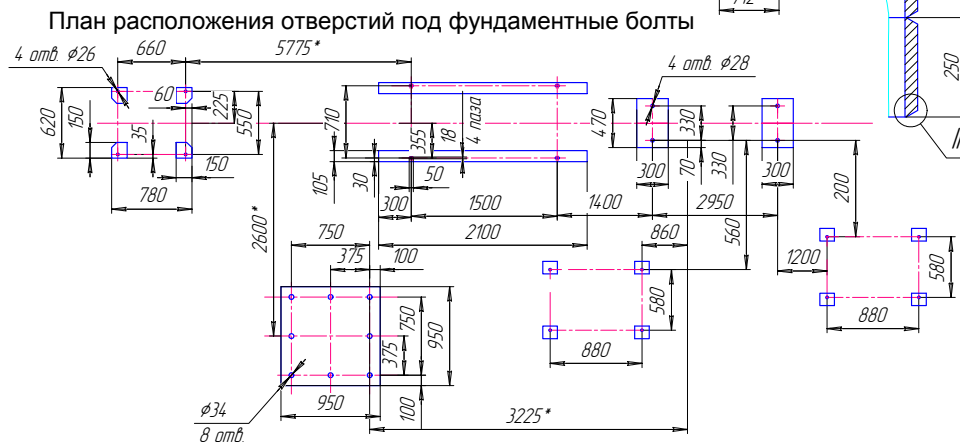
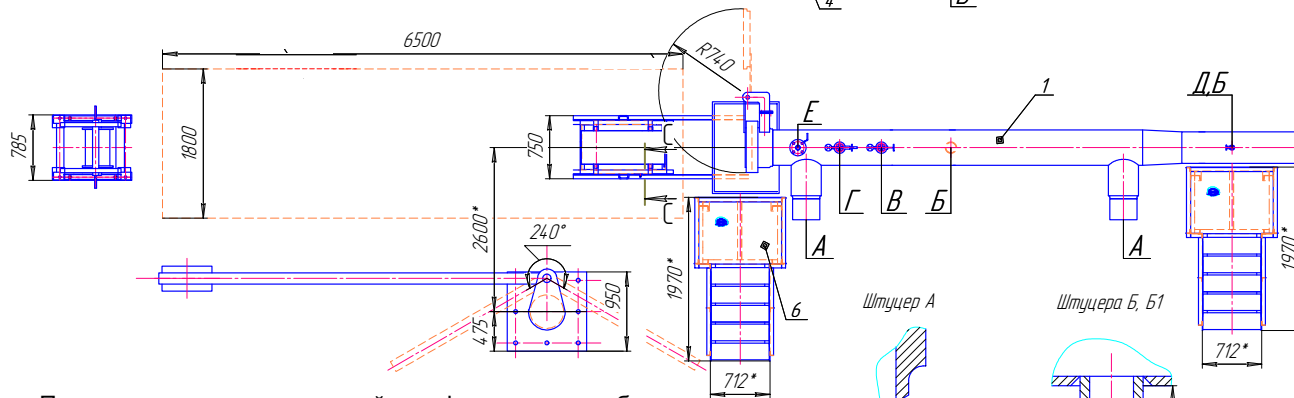
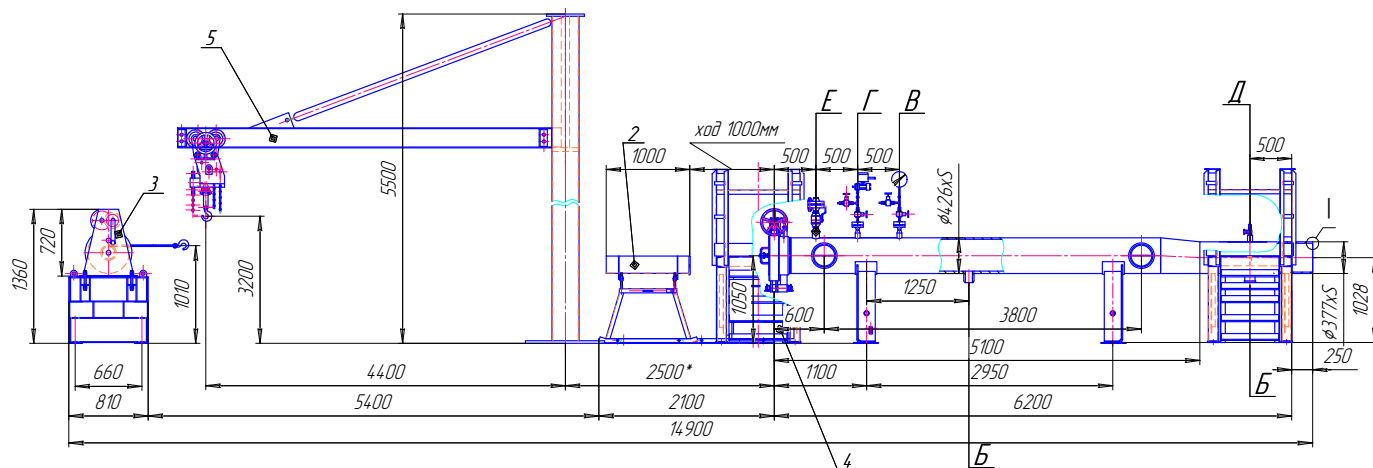
Штуцера Б, Б1 (1-4) План расположения отверстий под фундаментные болты



Комплектность:

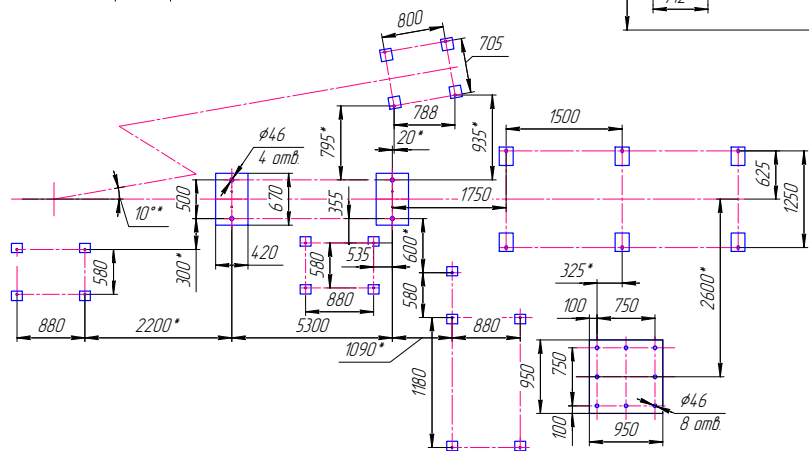
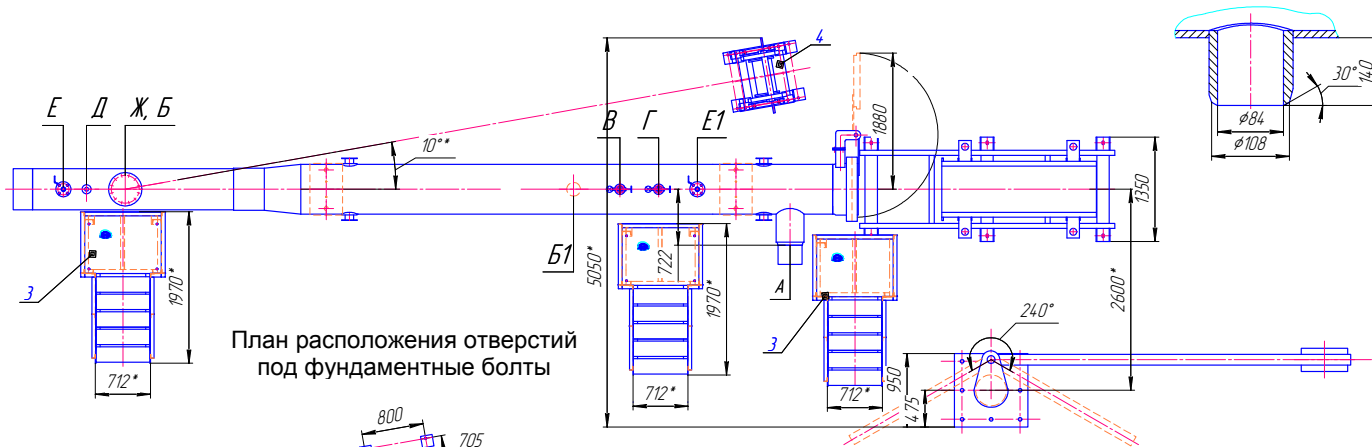
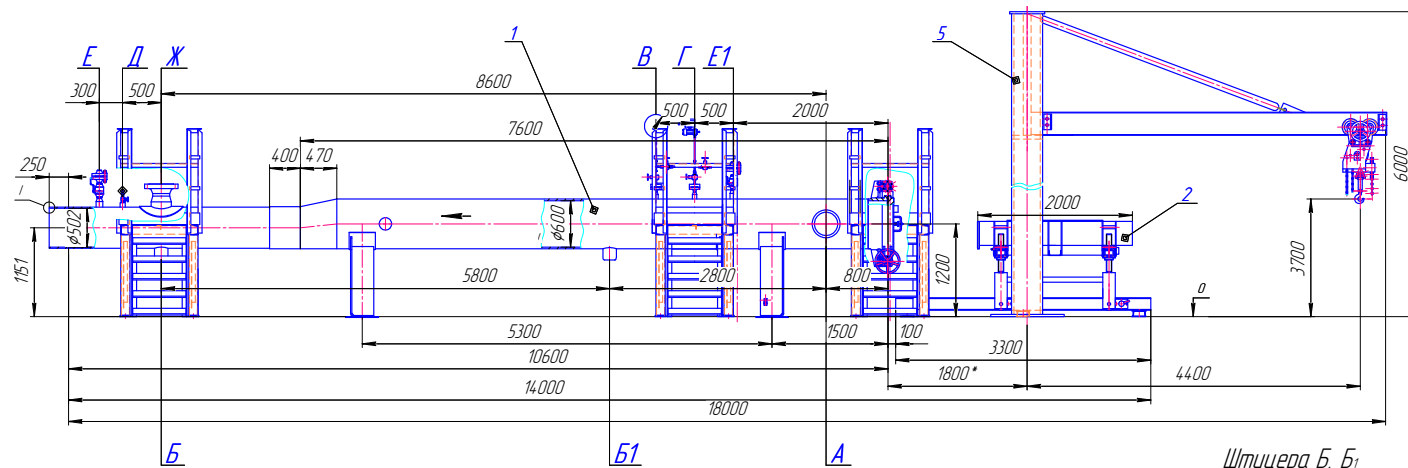
1. Камера запуска КЗ-350-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Устройство тяговое -1шт.;
4. Кран консольный ручной -1шт.
5. Площадка обслуживания -2 шт.

Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 350 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-350-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-350-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-350-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



- Комплектность:
1. Камера приема КП-350-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
 2. Лоток -1шт.;
 3. Устройство тяговое -1шт.;
 4. Поддон -1шт.;
 5. Кран консольный ручной -1шт.
 6. Площадка обслуживания -2 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти КЗ-500-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-500-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-500-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)

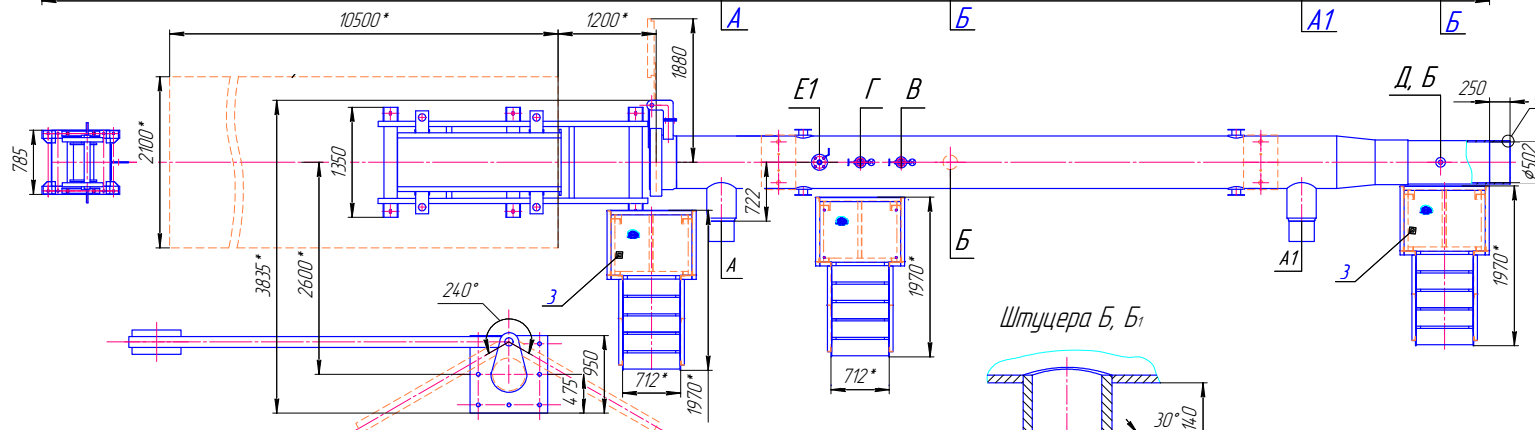
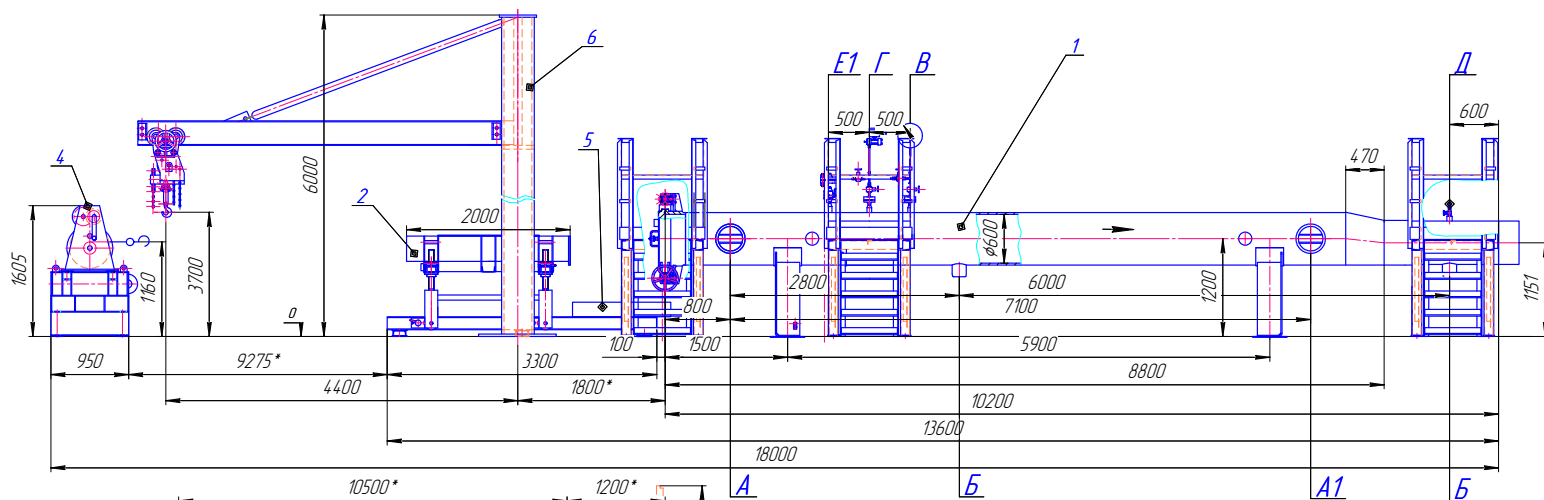


Штуцер А

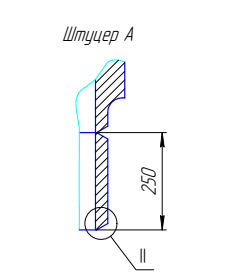
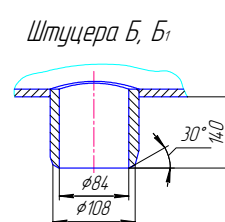
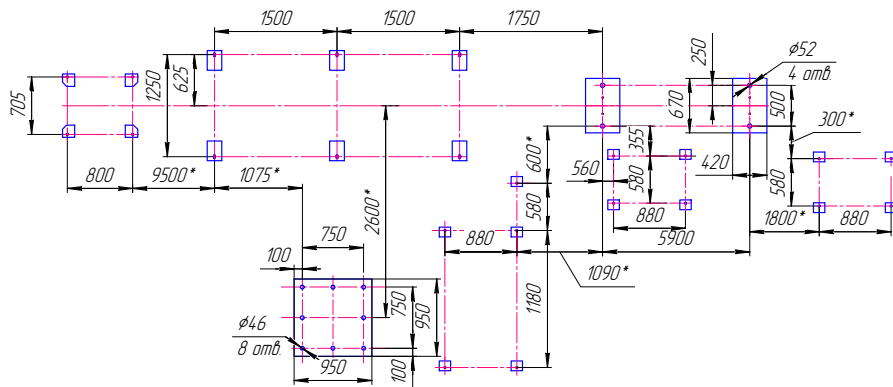
Комплектность:

1. Камера запуска КЗ-500-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Кран консольный ручной -1шт.

Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 400 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-500-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-500-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-500-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



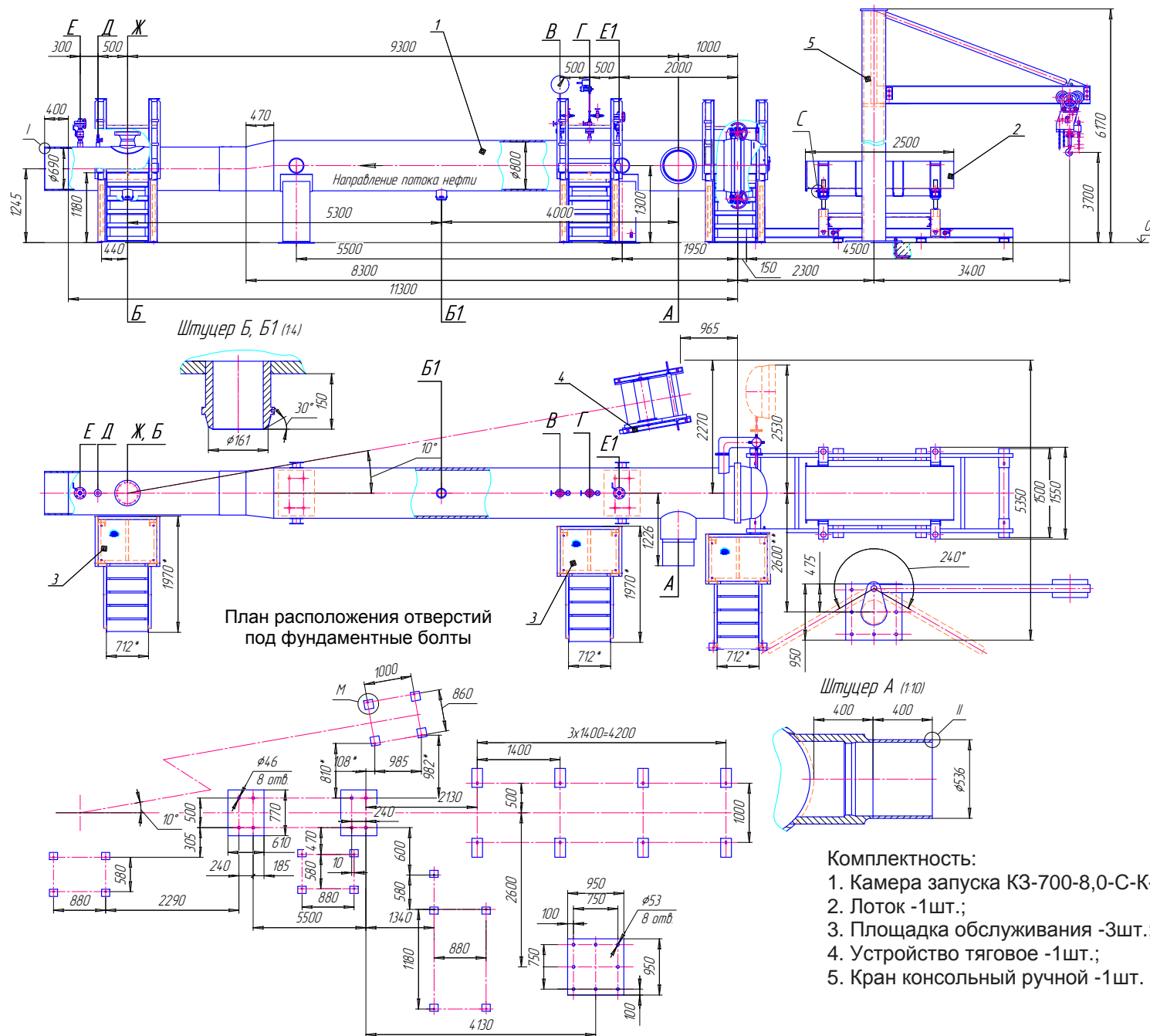
План расположения отверстий под фундаментные болты



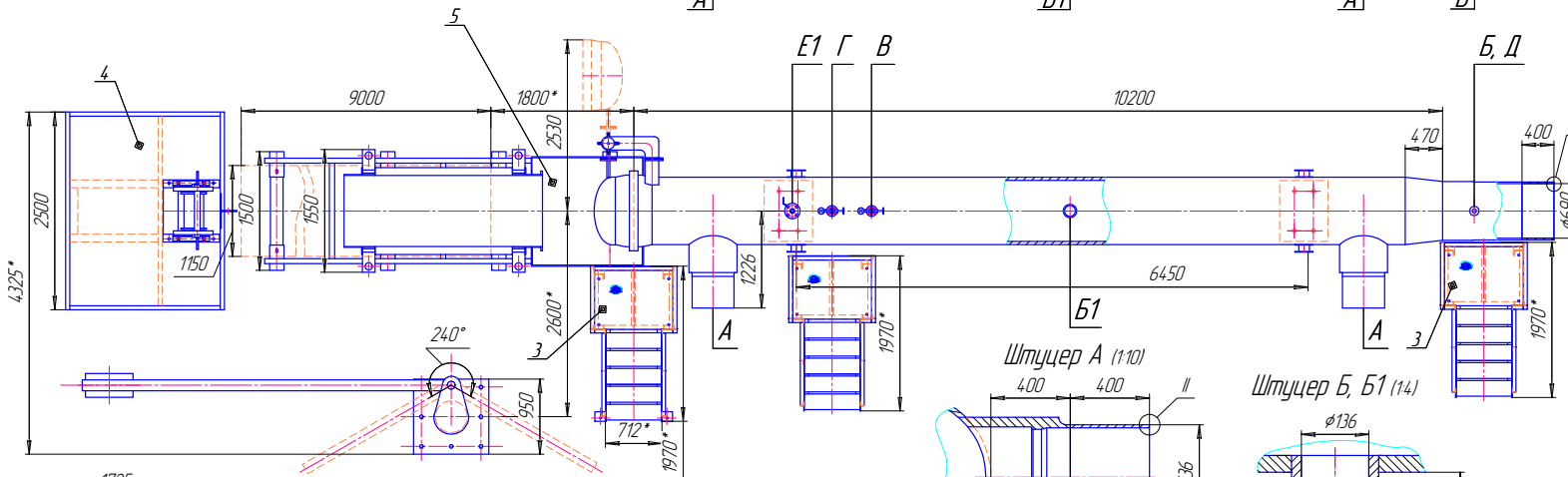
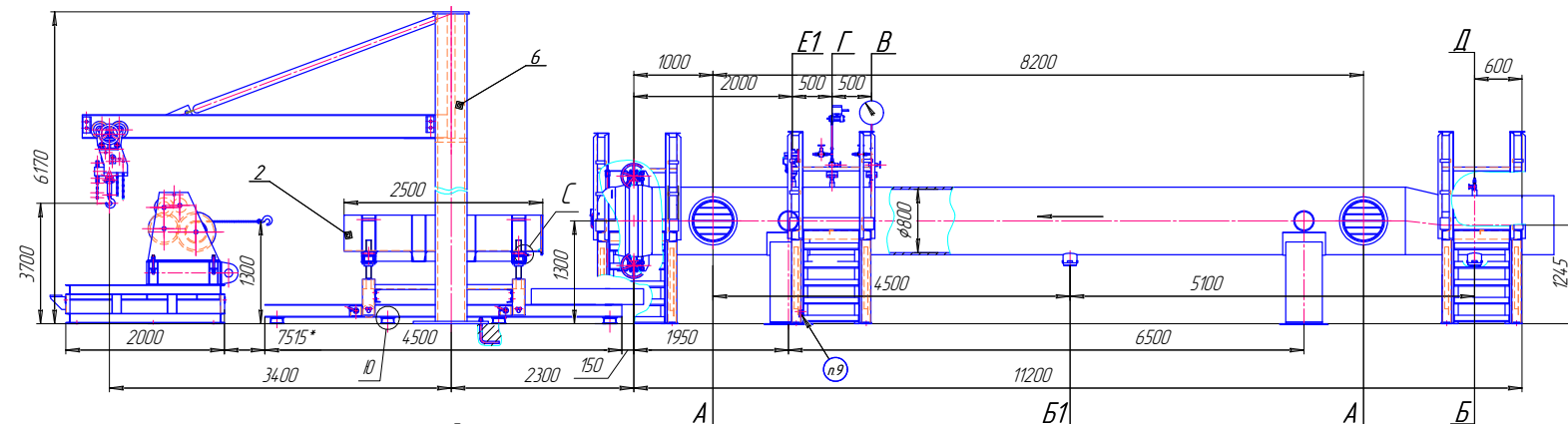
Комплектность:

1. Камера приема КП-500-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Поддон -1шт.;
6. Кран консольный ручной -1шт.

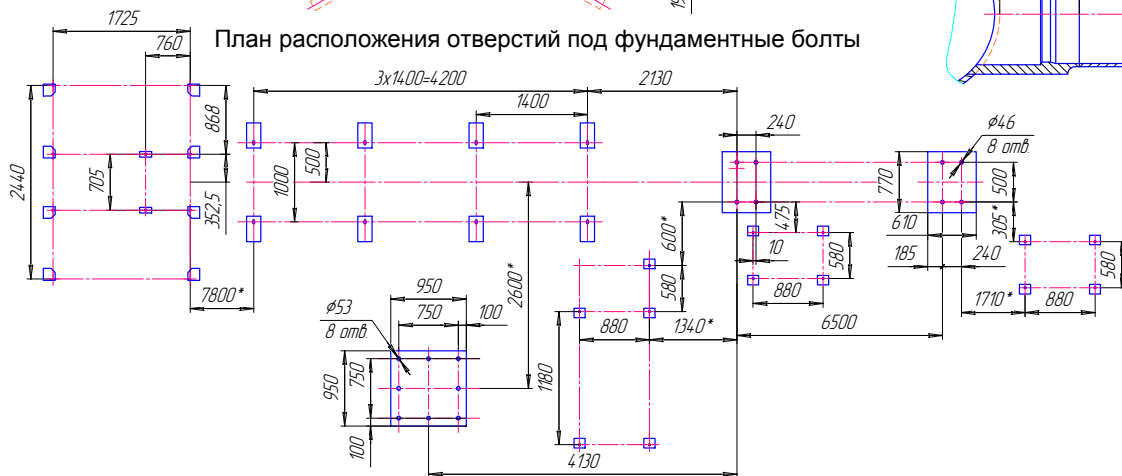
Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 500 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти КЗ-700-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-700-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-700-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 700 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-700-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-700-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-700-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



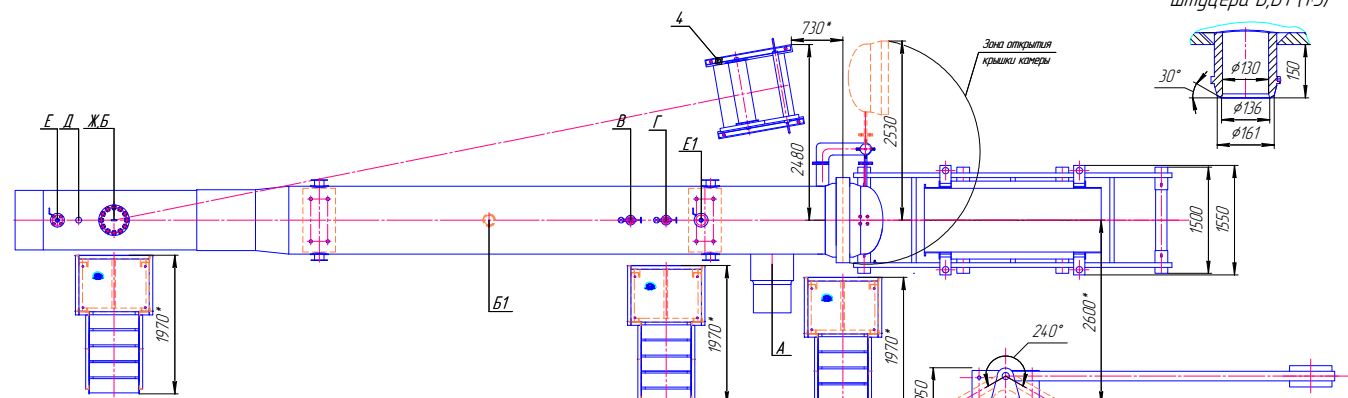
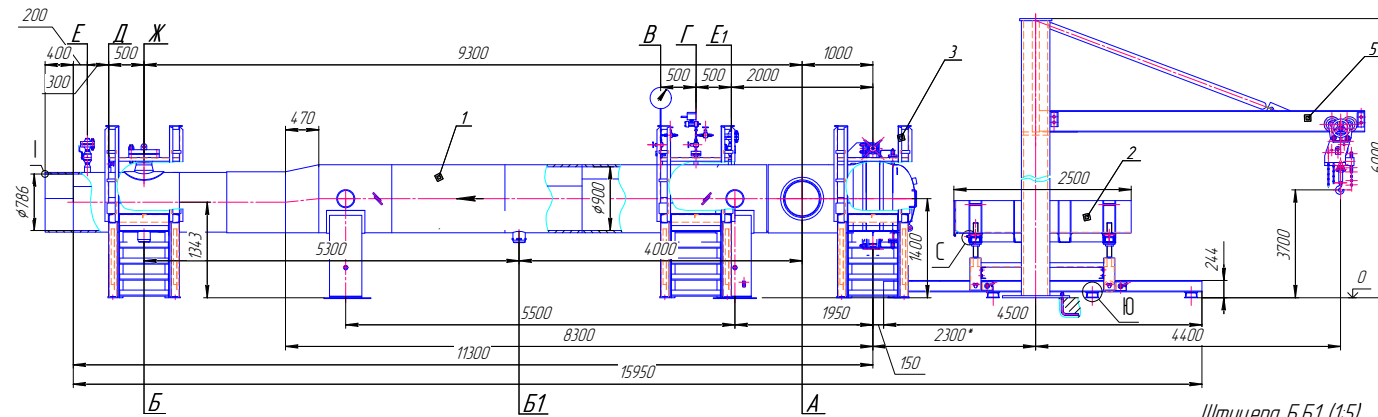
План расположения отверстий под фундаментные болты



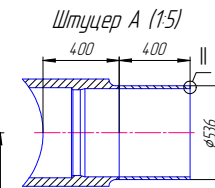
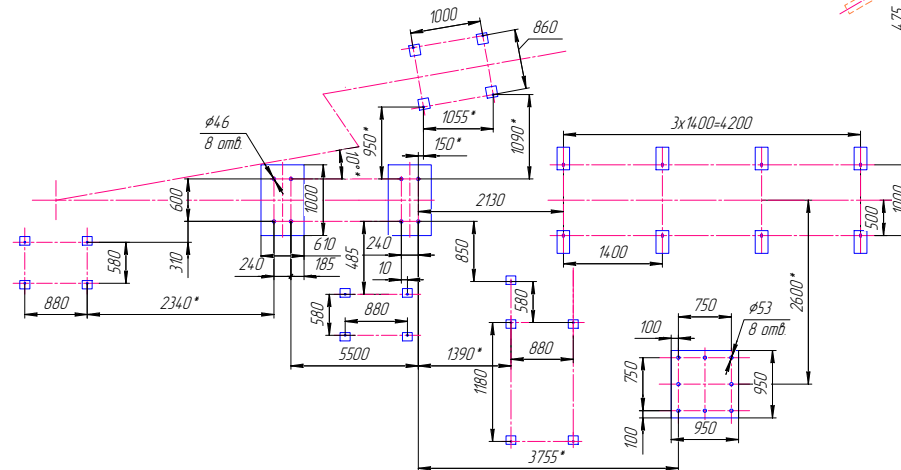
Комплектность:

1. Камера приема КП-700-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Поддон -1шт.;
6. Кран консольный ручной -1шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 800 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти КЗ-800-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-800-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-800-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



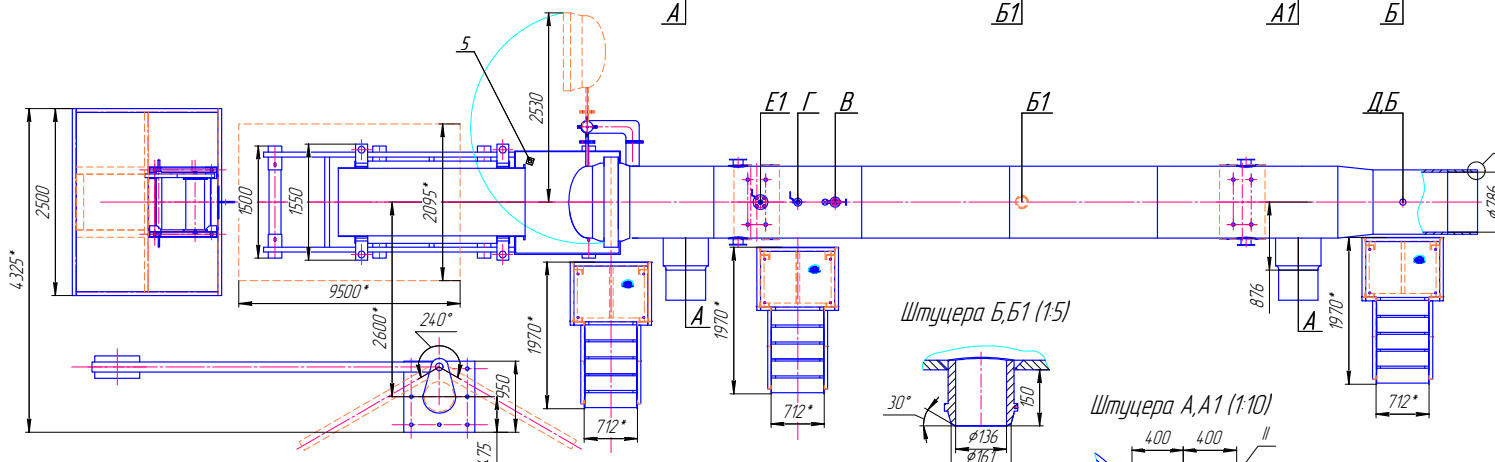
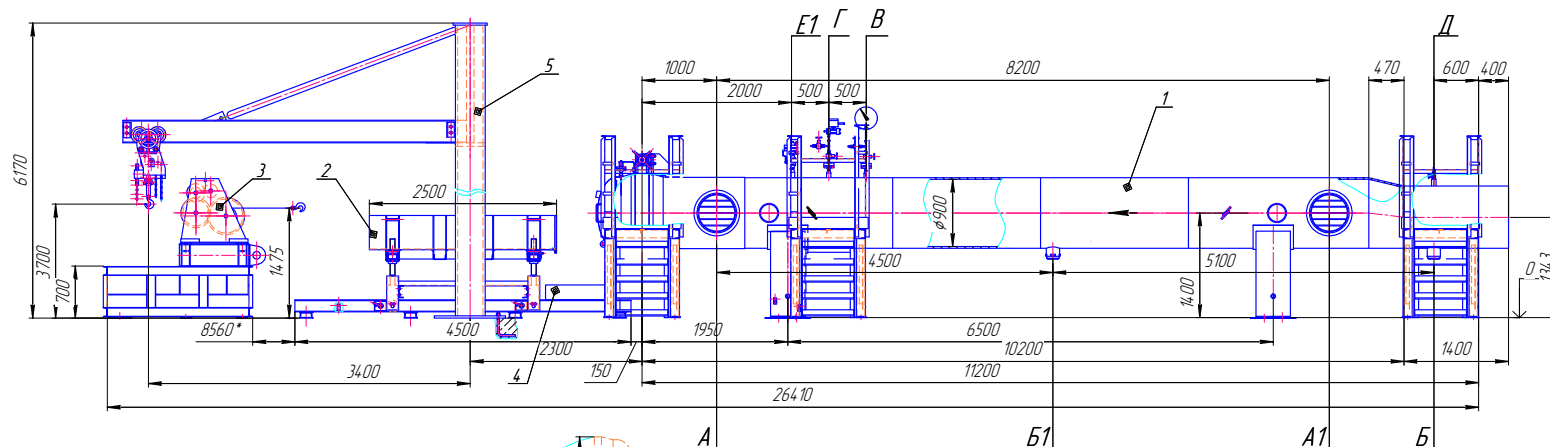
План расположения отверстий под фундаментные болты



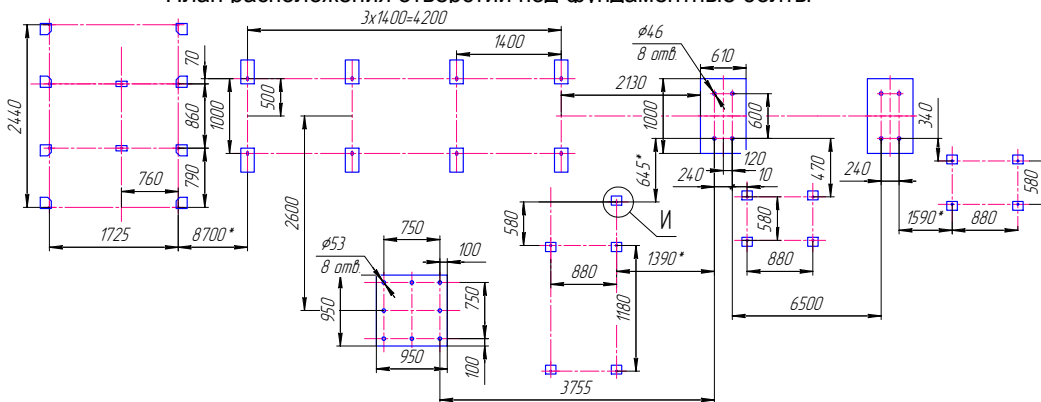
Комплектность:

1. Камера запуска КЗ-800-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Кран консольный ручной -1шт.

Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 800 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-800-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-800-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-800-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



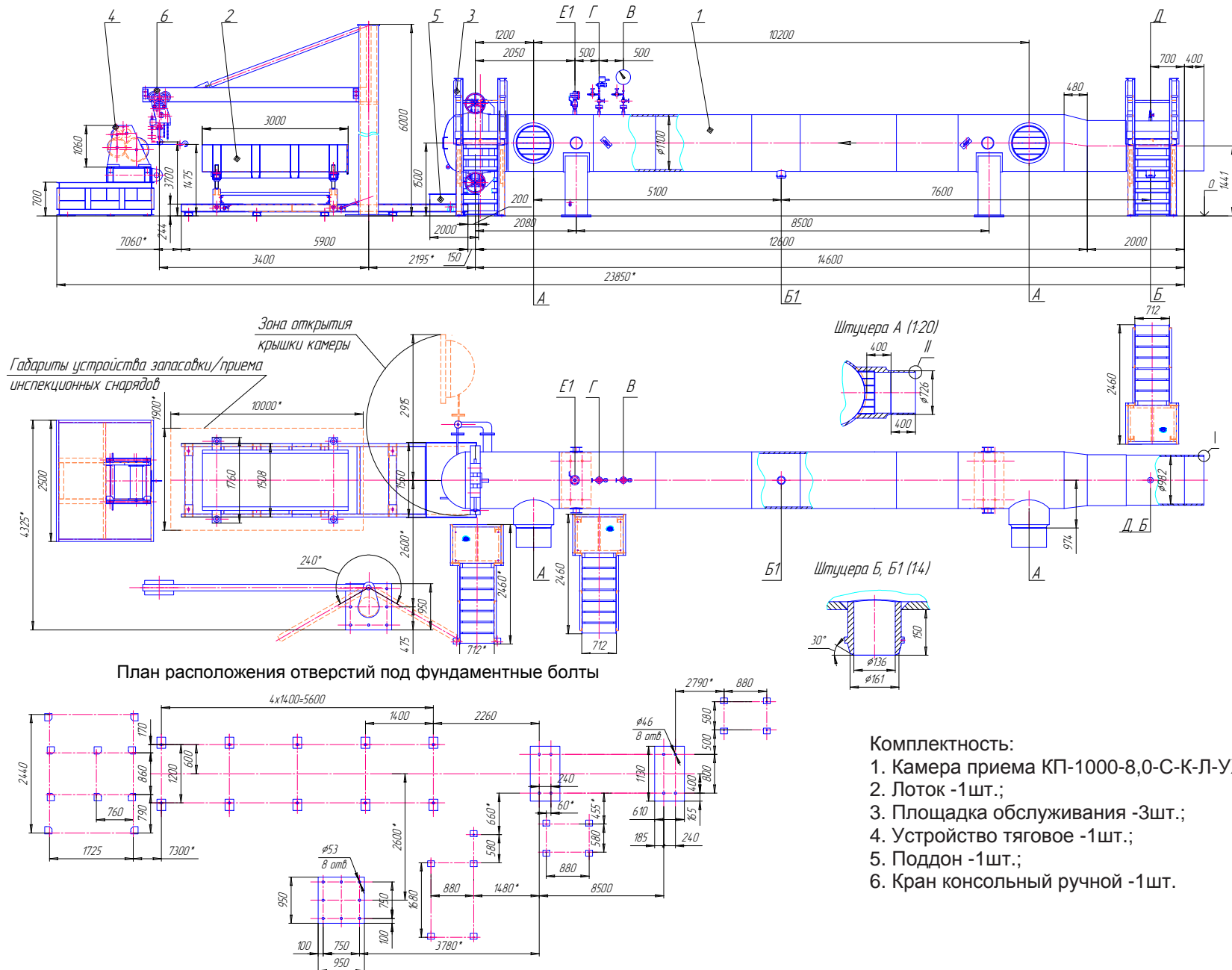
План расположения отверстий под фундаментные болты



Комплектность:

1. Камера приема КП-800-8,0-С-К-Л-УХЛ1-1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Поддон -1шт.;
6. Кран консольный ручной -1шт.

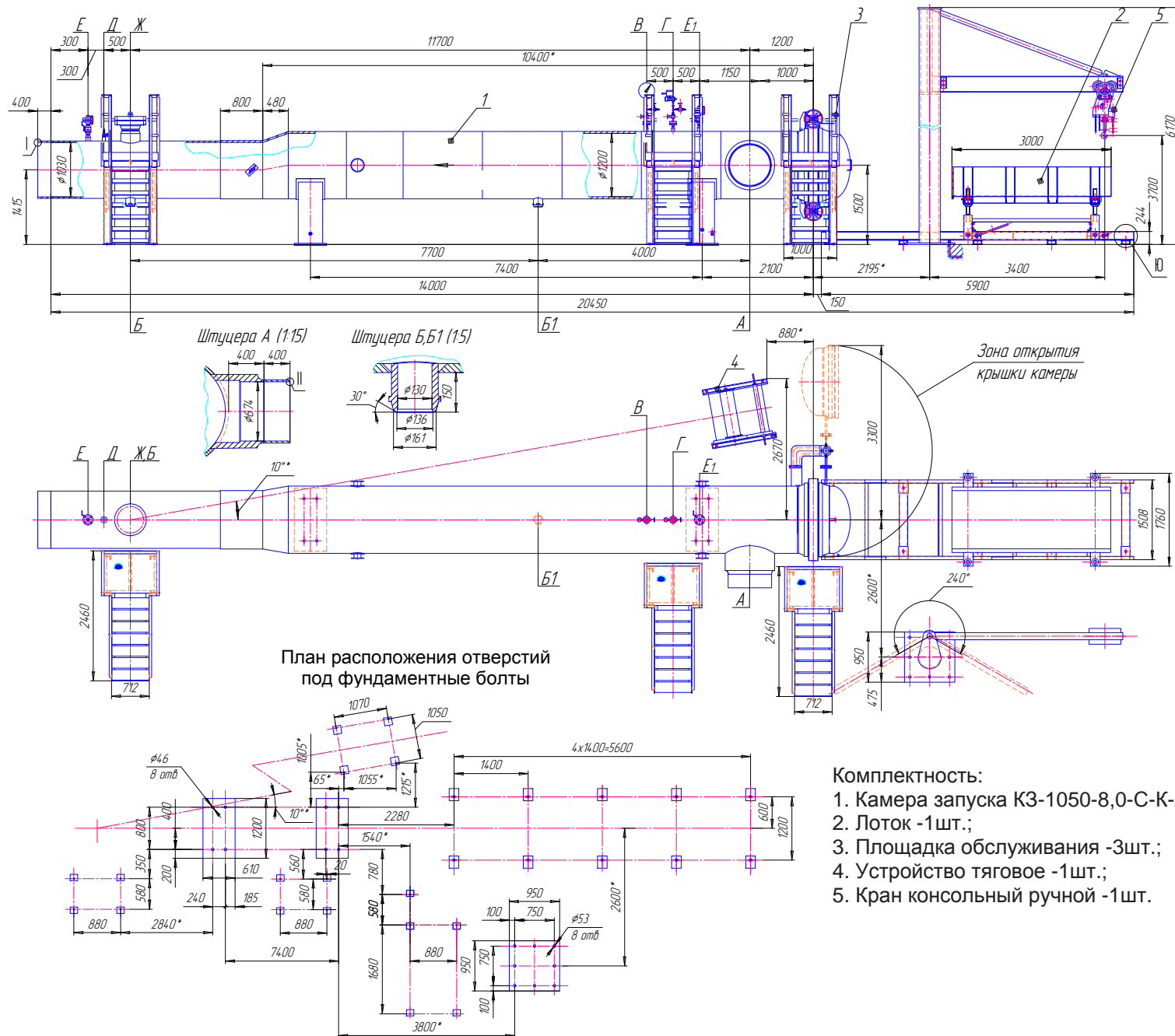
Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1000 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-1000-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-1000-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-1000-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



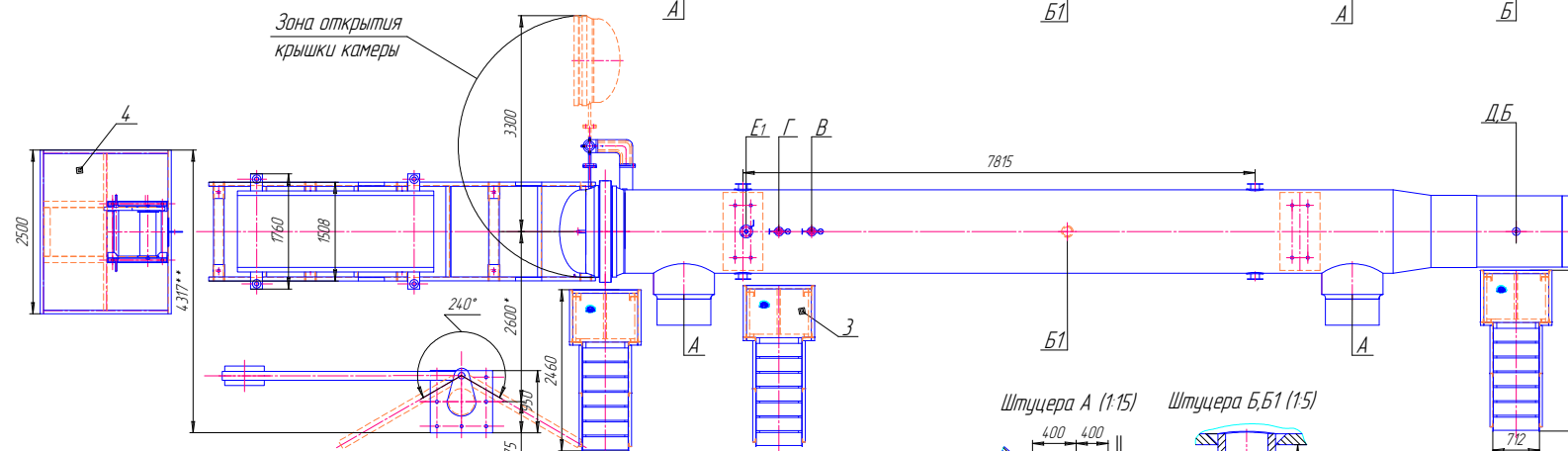
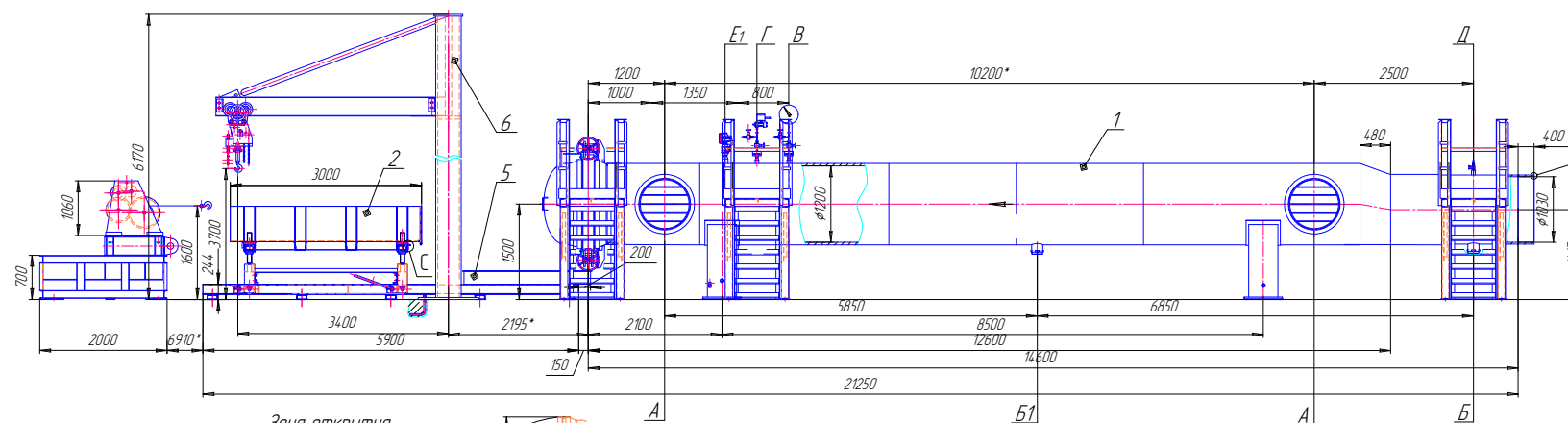
Комплектность:

1. Камера приема КП-1000-8,0-С-К-Л-УХЛ1 -1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -3шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Поддон -1шт.;
6. Кран консольный ручной -1шт.

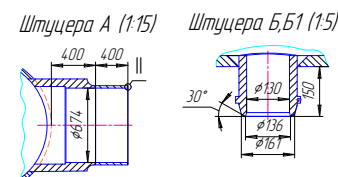
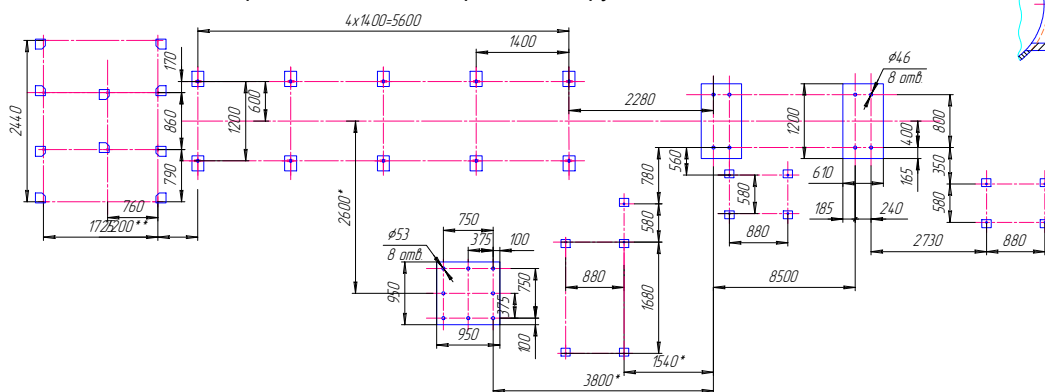
Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1050 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти КЗ-1050-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-1050-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-1050-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1050 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-1050-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-1050-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-1050-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



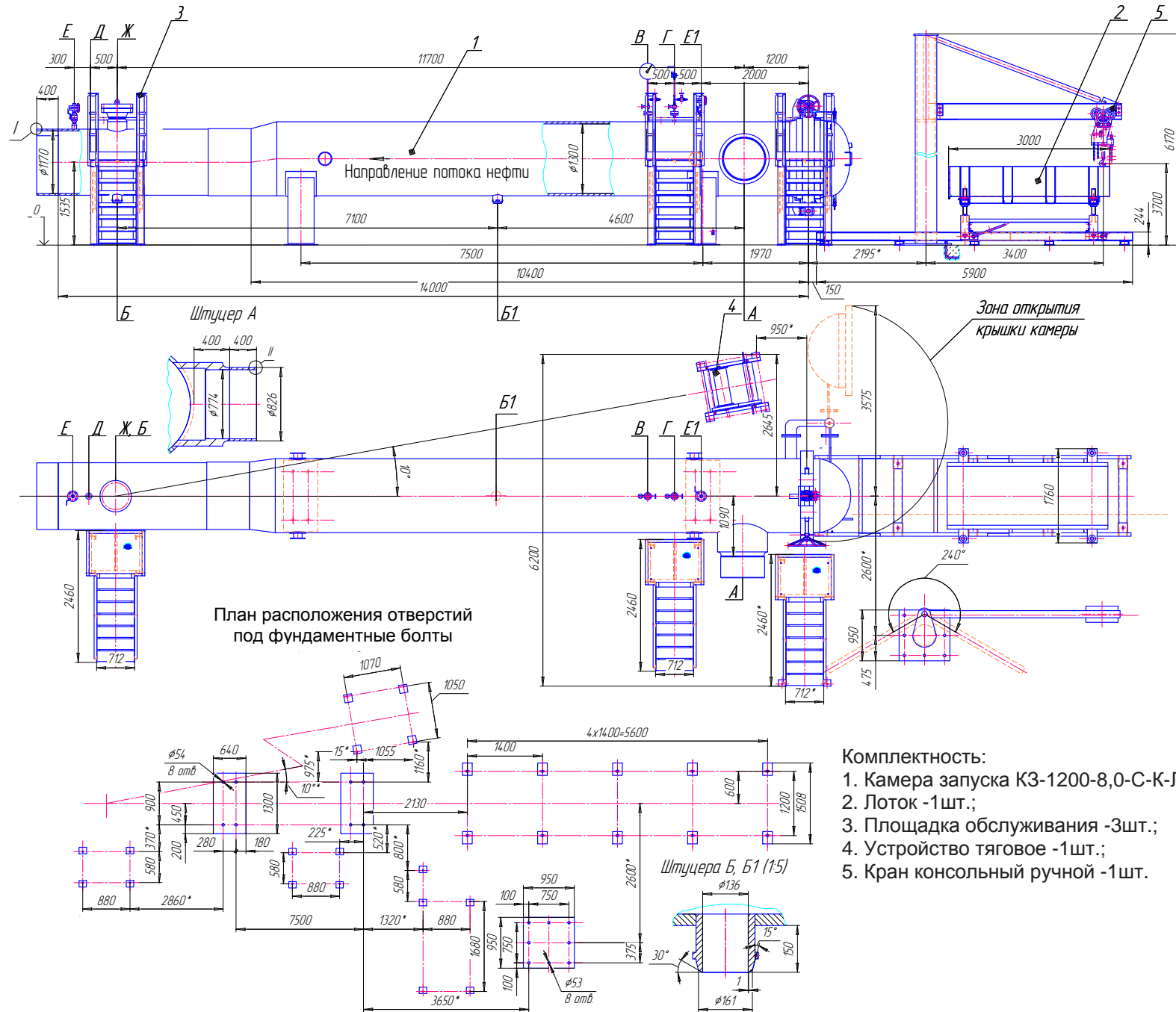
План расположения отверстий под фундаментные болты



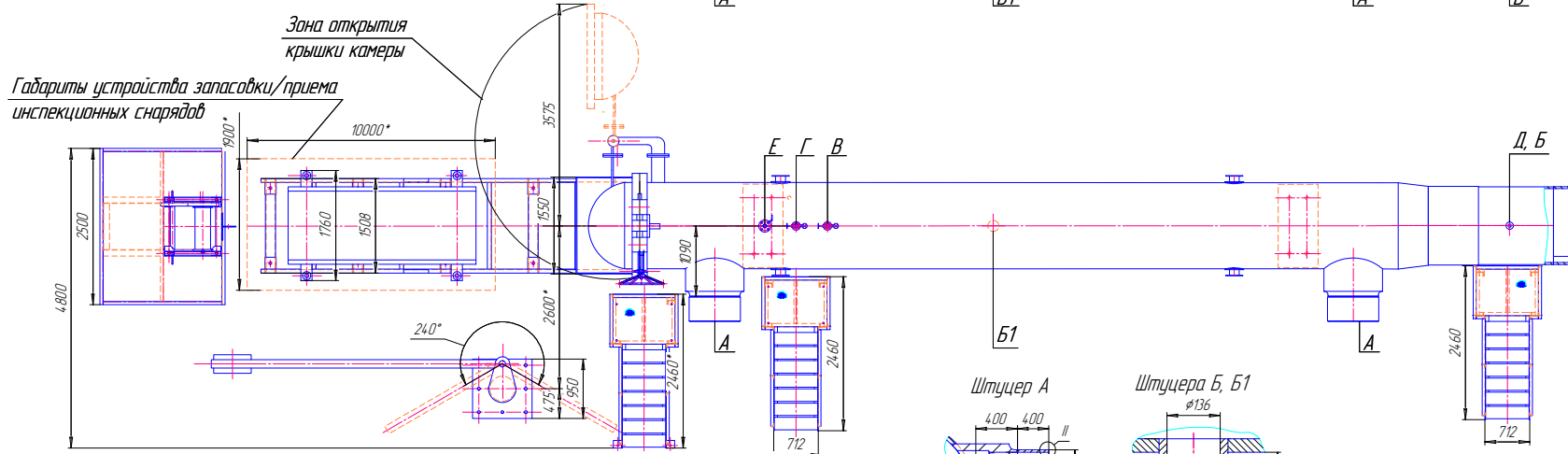
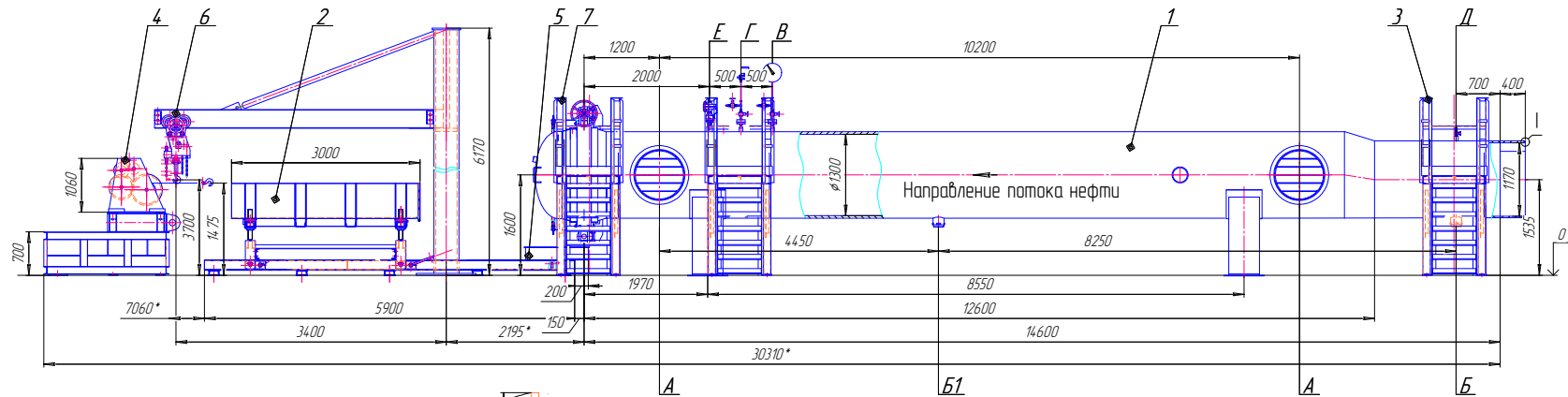
Комплектность:

1. Камера приема КП-1050-8,0-С-К-Л-УХЛ1 -1шт.;
2. Лоток -1шт.;
3. Площадка обслуживания -2шт.;
4. Устройство тяговое -1шт.;
5. Поддон -1шт.;
6. Кран консольный ручной -1шт.

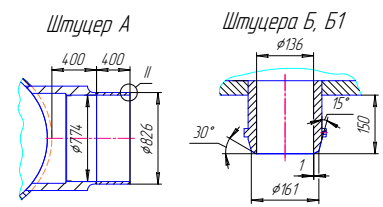
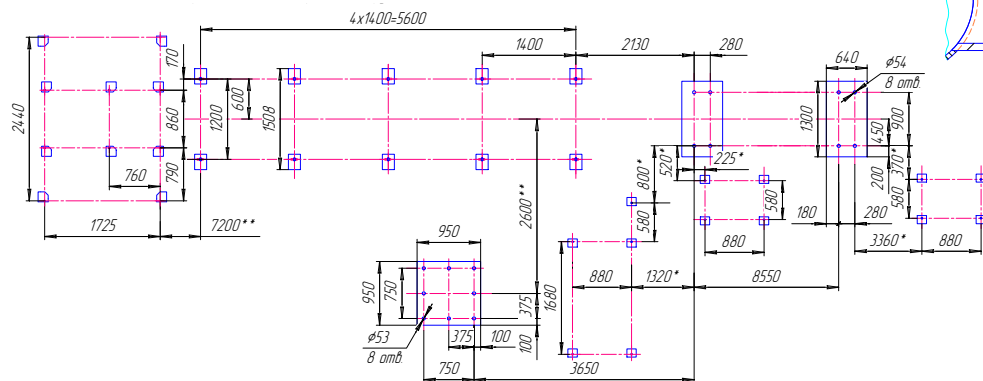
Камера запуска средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода нефти КЗ-1200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КЗ-1200-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КЗ-1200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси



Камера для приема средств очистки и диагностики нефтепроводов Ду 1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубков отвода нефти КП-1200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 (КП-1200-8,0-С-Б-Пр-УХЛ1 (правое исполнение) зеркальное отражение КП-1200-8,0-С-Б-Л-УХЛ1 относительно оси аппарата)



План расположения отверстий под фундаментные болты



- Комплектность:
1. Камера приема КП-1200-8,0-С-К-Л-УХЛ1 -1шт.;
 2. Лоток -1шт.;
 3. Площадка обслуживания -3шт.;
 4. Устройство тяговое -1шт.;
 5. Поддон -1шт.;
 6. Кран консольный ручной -1шт.

**Опросный лист на камеры запуска и приема
средств очистки и диагностики нефтепроводов № _____
количество _____**

Вопросы	Ответы
1. Наименование: - камера запуска; - камера приема.	
2. Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера.	
3. Рабочее давление в трубопроводе, МПа.	
4. Расчетное давление камеры, МПа.	
5. Комплектность (да, нет): - камера; - лоток; - площадки обслуживания; - устройство тяговое; - багор; - кран консольный; - поддон (для камеры приема).	
6. Расположение патрубков входа (выхода) нефти (правое, левое), если смотреть по направлению потока нефти.	
7. Характеристика района эксплуатации камеры: - сейсмичность (балл); - абсолютная минимальная температура воздуха, °С.	
8. Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к камере.	
9. Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к патрубкам подвода (отвода) нефти.	
10. Наименование и состав среды, транспортируемой по трубопроводу.	
11. Характеристика среды, транспортируемой по трубопроводу (класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, группа взрывоопасности по ГОСТ 12.1.011-78).	
12. Прочие требования по усмотрению составителя опросного листа.	

Наименование, почтовый индекс, почтовый и телеграфный адрес, телефон предприятия, факс, E-mail, для которого заказывается аппарат _____

предприятия, заполнившего опросный лист _____

Должность, Ф.И.О.
ответственного лица

Подпись

Дата

_____ (заверяется печатью)

ООО "ТД "Курганхиммаш"
640007, г.Курган, ул.Химмашевская, 16, e-mail: info@td-khm.ru , www.td-khm.ru
121467, г.Москва, ул.Молдавская, д.5, e-mail: zakaz@td-khm.ru , www.td-khm.ru

ВРЕМЕННЫЕ КАМЕРЫ ЗАПУСКА И ПРИЕМА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Ду 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050, 1200
С РАБОЧИМ ДАВЛЕНИЕМ ОТ 6,3 МПа ДО 12,5 МПа
ПО ТУ 3683-158-00217298-2004.

Временные камеры запуска и приема предназначены для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств (далее – СОД) линейной части магистральных нефтепроводов, лупингов, отводов условным проходом DN 150-1200 включительно и номинальным давлением PN до 12,5 МПа.

ВКЗ – временная камера запуска СОД.

ВКП – временная камера приема СОД.

В зависимости от расположения патрубков подвода и отвода продукта по отношению к направлению перекачки, камеры изготавливаются в правом (Пр) или левом (Л) исполнении.

Камеры, в зависимости от комплектности изготавливаются в исполнениях:

Б – блочное исполнение, содержащее камеру приема или запуска с системой передней заправки, лебедку с тросовой системой (для DN 300...1200), лоток, комплект площадок обслуживания (для DN 400...1200), поддон (для камеры приема).

К – исполнение, содержащее только камеру приема или запуска.

Камеры в зависимости от номинального давления в нефтепроводе изготавливаются в 4-х исполнениях:

- с номинальным давлением PN 6,3 МПа;
- с номинальным давлением PN 8,0 МПа;
- с номинальным давлением PN 10,0 МПа.
- с номинальным давлением PN 12,5 МПа.

Камеры предназначены для эксплуатации в условиях макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом и размещения на открытой воздухе с температурой окружающей среды от минус 60 °С до плюс 40 °С категория размещения 1 по ГОСТ 15150. Вид климатического исполнения – УХЛ1 по ГОСТ 15150.

Конструкция камер обеспечивает стойкость к ветровым нагрузкам с характеристиками:

- нормативное значение ветрового давления не менее 0,48 кПа.
- скорость ветра (верхнее значение) составляет 50 м/с.

Конструкция камер рассчитана для эксплуатации в районах сейсмичностью до 9 баллов, включительно, по шкале MSK-64 (сейсмостойкое исполнение С).

Пример обозначения при заказе.

Временная камера для запуска СОД нефтепроводов DN 1000 с рабочим давлением 6,3 МПа, исполнения «Б», с левым расположением патрубка подвода нефти, климатического исполнения «УХЛ1»: **ВКЗ-1000-6,3-С-Б-Л-УХЛ1» ТУ 3683-158-00217298-2004**

Временная камера для приема СОД нефтепроводов DN 1050 с рабочим давлением 10,0 МПа исполнения «К» с правым расположением патрубка отвода нефти, климатического исполнения «УХЛ1»: **ВКП-1050-10,0-С-К-Пр-УХЛ1» ТУ 3683-158-00217298-2004**

Техническая характеристика

Наименование показателей, единицы измерения		Значения			
Давление, МПа	Номинальное	6,3	8,0	10,0	12,5
	Расчетное	6,3	8,0	10,0	12,5
	Пробное при гидроиспытании	9,5	12,0	15,0	19,0
Температура, °С	Рабочей среды	от минус 15 до плюс 80			
	Расчетная стенки	80			
	Минимально допустимая отрицательная стенки элементов камер, находящихся под давлением	УХЛ1		минус 60	
Герметичность		ОТТ-75.180.00-КТН-370-09			
Контроль сварных соединений		ОТТ-75.180.00-КТН-370-09			
Прибавка для компенсации коррозии, мм		3			
Рабочая среда	Среда	*)			
	Класс опасности ГОСТ 12.1.007	3			
	Взрывоопасность	да			
	Пожароопасность	да			

*) Рабочая среда – нефть или вода, а также другие незамерзающие жидкости (хлористый кальций, диэтиленгликоль). Параметры нефти указаны в таблице.

Параметры среды (нефть)

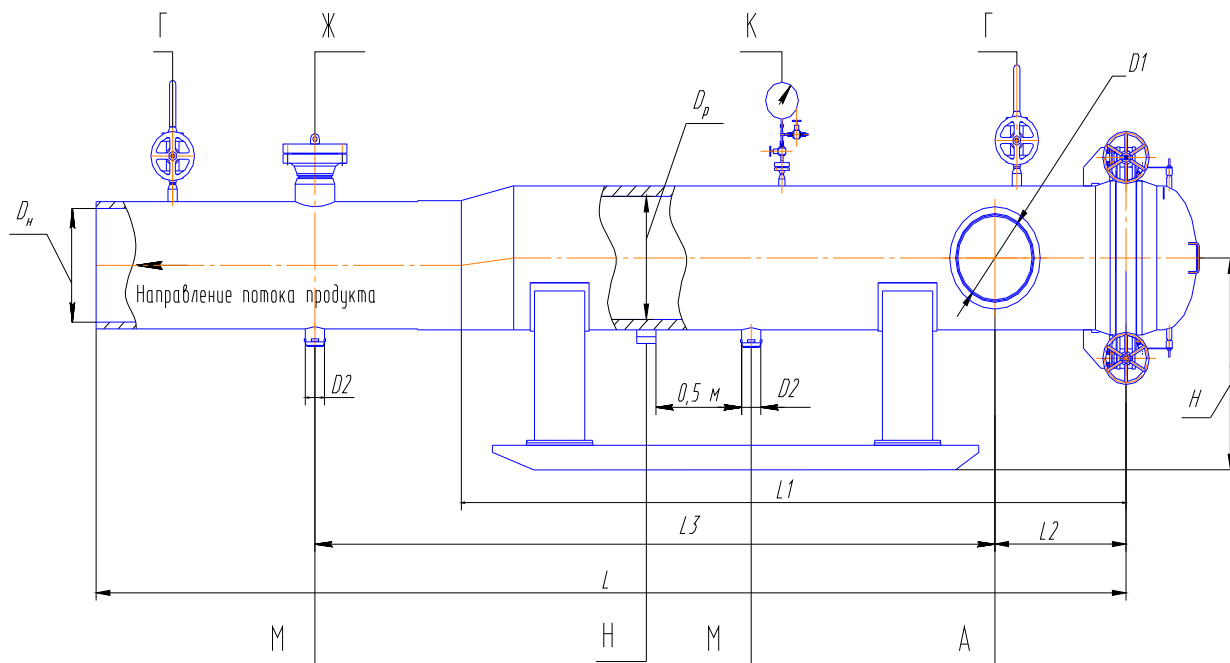
Наименование параметров	Единица измерения	Величина
Плотность нефти	кг/м ³	от 700 до 900
Давление насыщенных паров, не более	мм рт. ст.	500
Вязкость нефти	м ² /сек	от 0,05×10 ⁻⁴ до 1,00×10 ⁻⁴
Парафина, не более	%	7,0
Массовая доля серы, не более	%	3,5
Массовая доля воды, не более	%	1,0
Воды в отдельных случаях	%	5,0
Концентрация хлористых солей, не более	мг/дм ³	900
Массовая доля механических примесей, не более	%	0,05
Максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса	мм	5,0
Концентрация сероводорода, не более	мг/л	20

Таблица штуцеров временных камер запуска/приема СОД

	Наименование	Количество на камере		Давление условное, МПа				Тип уплотнительной поверхности
		запуска	приема	6,3	8,0	10,0	12,5	
А	Вход нефти	1	-	6,3	8,0	10,0	12,5	под сварку
	Выход нефти	-	2					
Б,Б1	Для дренажа	2	2					
В	Для манометра	1	1	16,0				под прокладку овального сечения М20х1,5
Е,Е1	Для присоединения к газоз-воздушной линии	2	1	16,0				под прокладку овального сечения
Ж	Для установки устройства передней запасовки поточного средства	1	-	16,0				

Габаритные и присоединительные размеры временных камер запуска ВКЗ

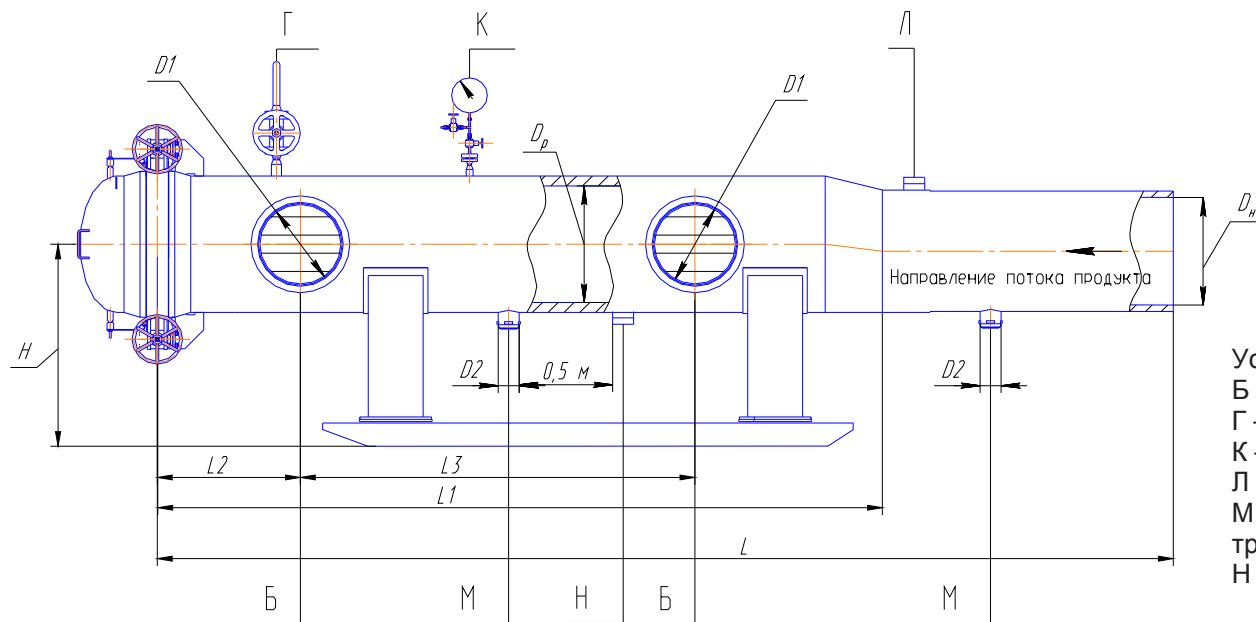
Условный проход нефтепровода, DN	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
D_H – условный проход номинальной части камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
D_P – условный проход расширенной части камеры	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100	1200	1300
L – минимальная длина камеры запуска СОД, мм	7700	7300	6900	6200	6400	9200	9000	11200	11600			
L1 – минимальная длина расширенной части камеры, мм	5700	5300	4500	3500	3700	6200	6000	7900	8300			
L2-расстояние от плоскости затвора камеры до оси патрубка подвода продукта, мм	500			600			800	1000	1200			
L3-минимальное расстояние от оси патрубка подвода продукта до оси патрубка запасовки, мм	6200	5800	5400	4600	4800	7200	7000	9200	9600			
H-расстояние от оси камеры до опоры, мм	950		1000	1050	1100	1200	1300	1400	1500	1600		
D1-диаметр патрубка подвода продукта	100	150	200	250	300	500	700	800				
D2-диаметр патрубков для присоединения дренажных трубопроводов	50			100				150				
Диаметр патрубков для присоединения трубопроводов газовой линии	50											
Диаметр патрубка для установки манометра	15											
Диаметр патрубка для установки запасовочного устройства	100	150	200				300					



Условное обозначение патрубков:
 А – патрубок подвода продукта;
 Б – патрубок отвода продукта;
 Г – патрубки для сброса воздуха;
 Ж – патрубок для установки запасовочного устройства;
 К – патрубок для установки манометра;
 М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов;
 Н – датчик контроля герметичности.

Габаритные и присоединительные размеры временных камер приема ВКП

Условный проход нефтепровода, DN	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
D_H – условный проход номинальной части камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1050	1200
D_P – условный проход расширенной части камеры	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100	1200	1300
L – минимальная длина камеры приема СОД, мм	8900		9600		10900		10600		10200		12600	
L1 – минимальная длина расширенной части камеры, мм	7400		8100		9800		9500		8800		11600	
L2-расстояние от плоскости затвора камеры до оси патрубка отвода продукта, мм	500				600			800		1000		
L3-минимальное расстояние между осями патрубков отвода продукта, мм	6400	6450	7100		8550	8250	7100		9000		10200	10300
H-расстояние от оси камеры до опоры, мм	950		1000		1050	1100	1200	1300	1400	1500		1600
D1-диаметр патрубков отвода продукта	100	150		200	250		300	500		700		800
D2-диаметр патрубков для присоединения дренажных трубопроводов	50			100				150				
Диаметр патрубков для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии	50											
Диаметр патрубка для установки манометра	15											



Условное обозначение патрубков:
 Б – патрубки отвода продукта;
 Г – патрубок для сброса воздуха;
 К – патрубок для установки манометра;
 Л – сигнализатор прохождения СОД;
 М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов;
 Н – датчик контроля герметичности.

Опросный лист на временные камеры запуска и приема
 средств очистки и диагностики нефтепроводов № _____
 количество _____

Вопросы	Ответы
1. Наименование: - камера запуска; - камера приема.	
2. Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера.	
3. Рабочее давление в трубопроводе, МПа.	
4. Расчетное давление камеры, МПа.	
5. Комплектность (да, нет): - камера; - лоток; - площадки обслуживания; - устройство тяговое; - багор; - поддон (для камеры приема).	
6. Расположение патрубков входа (выхода) нефти (правое, левое), если смотреть по направлению потока нефти.	
7. Характеристика района эксплуатации камеры: - сейсмичность (балл); - абсолютная минимальная температура воздуха, °С.	
8. Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к камере.	
9. Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к патрубкам подвода (отвода) нефти.	
10. Наименование и состав среды, транспортируемой по трубопроводу.	
11. Характеристика среды, транспортируемой по трубопроводу (класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, группа взрывоопасности по ГОСТ 12.1.011-78).	
12. Прочие требования по усмотрению составителя опросного листа.	

Наименование, почтовый индекс, почтовый и телеграфный адрес, телефон предприятия, факс, E-mail, для которого заказывается аппарат _____

 предприятия, заполнившего опросный лист _____

Должность, Ф.И.О.
ответственного лица

Подпись _____ Дата _____
 (заверяется печатью)

ООО "ТД "Курганхиммаш"
 640007, г.Курган, ул.Химмашевская, 16, e-mail: info@td-khm.ru , www.td-khm.ru
 121467, г.Москва, ул.Молдавская, д.5, e-mail: zakaz@td-khm.ru , www.td-khm.ru

УСТРОЙСТВА ЗАПУСКА И ПРИЕМА ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Dy 1400, 1200, 1000, 800, 700, 500, 400, 350, 300 мм

ПО ТУ 3689-038-03481263-03

Устройства запуска и приема для газопроводов предназначены для установки на магистральном газопроводе и служащих для периодического запуска и приема внутритрубных снарядов-дефектоскопов, очистных скребков и других поточных средств.

Климатическое исполнение камер УХЛ, категория размещения 1, остальных частей устройств - У по ГОСТ 15150-69 с установкой на открытом воздухе.

Устройство состоит из устройства запуска - УКГЗ и устройства приема - УКГП, которые могут поставляться раздельно или полностью в комплекте.

В зависимости от условий эксплуатации устройств изготавливаются два исполнения по месту расположения патрубков на камере запуска и камере приема относительно направления перекачки: правое - Пр, левое - Л.

Пример условного обозначения при заказе устройств:

Устройство запуска для газопроводов Ду400 мм, на условное давление Ру 8,0 МПа с правым расположением патрубка входа газа: **УКГЗ-400-8,0-Пр ТУ 3689-038-03481263-03.**

Устройство приема для газопроводов Ду400 мм, на условное давление Ру 8,0 МПа с левым расположением патрубка выхода газа: **УКГП-400-8,0-Л ТУ 3689-038-03481263-03.**

Техническая характеристика

Наименование показателя		Значение			
Давление, МПа	рабочее, не более	4,0	8,0	10,0	12,5
	расчетное	4,0	8,0	10,0	12,5
	пробное при гидроиспытании	6,0	12,0	15,0	19,0
Температура, °С	рабочей среды	от минус 10 до плюс 60			
	расчетная стенки	плюс 80			
	минимально-допустимая отрицательная стенки, находящейся под давлением	минус 60			
Группа сосуда для контроля сварных соединений		1			
Прибавка для компенсации коррозии, мм		2			
Среда (характеристика)	состав	природный газ CH_4 .. C_5H_{12} с массовыми долями не более: CO_2 -2 %, азота - 2,5 %, H_2S -0,02 г/м ³ , влаги и конденсата -не более 15 г/м ³ , механических примесей не более 10 мг/м ³ , размер отдельных частиц до 1 мм			
	класс опасности	4 ГОСТ 12.1.007-76			
	взрывоопасность	да			
	пожароопасность	да			
Допустимая сейсмичность, балл		9			
Район территории по скоростным напорам ветра		IV			
Установленный срок службы, лет		30			
Число циклов нагружения за весь срок службы, не более		400			
Время открытия (закрытия) затвора, мин, не более		20			

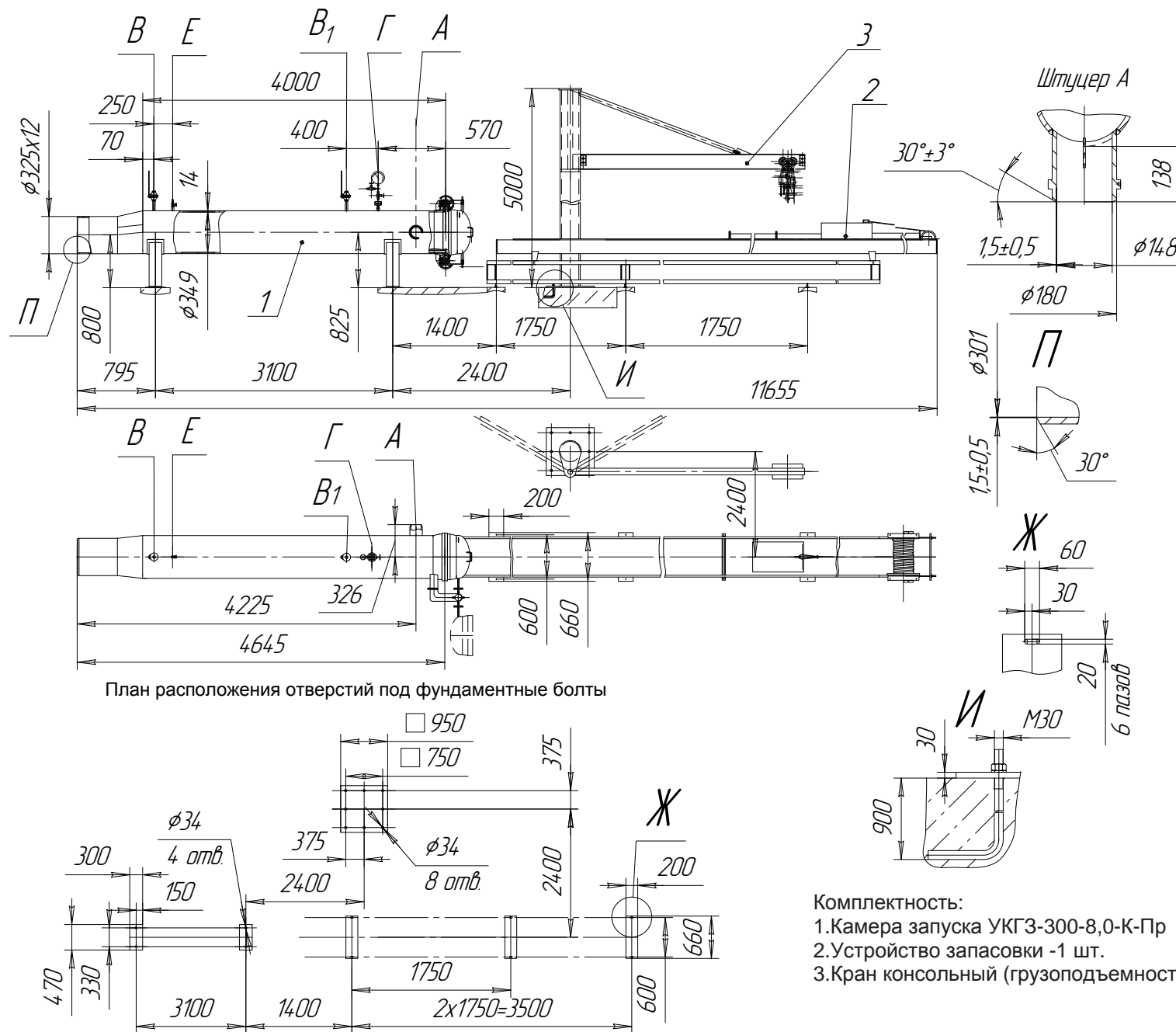
Таблица штуцеров камер запуска и приема для газопроводов

	Наименование	Кол-во на камере		Тип уплотнительной поверхности
		запуска	приема	
А	Подача газа	1	-	под сварку
	Выход газа	-	1	
Б	Дренаж	-	1	под сварку
В, В1	На свечу	2	1	под сварку
Г	Для манометра	1	1	под прокладку овального сечения
Е	Вход инертного газа	1	1	резьба М33х1,5

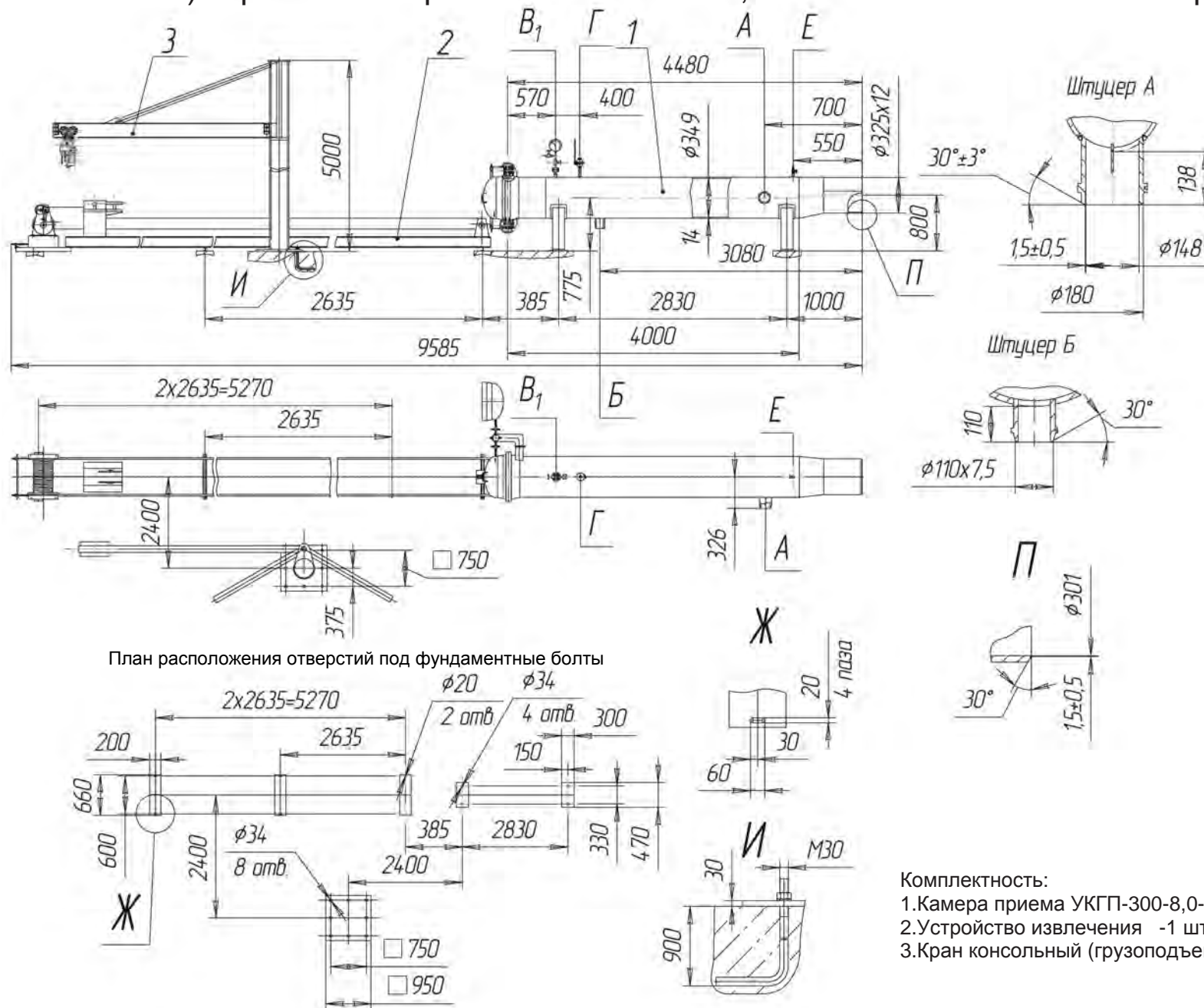
Таблица условных диаметров штуцеров камер запуска и приема, мм.

Условный диаметр газопровода		300	350	400	500	700	800	1000	1200	1400
А	Подача газа	150		200			250	400 (300)	500 (400)	500
	Выход газа	150		200			250	300 (400)	300 (500)	300
Б	Для дренажа	100		150						
В, В1	На свечу	50								
Г	Для манометра	25								
Е	Вход инертного газа	15								

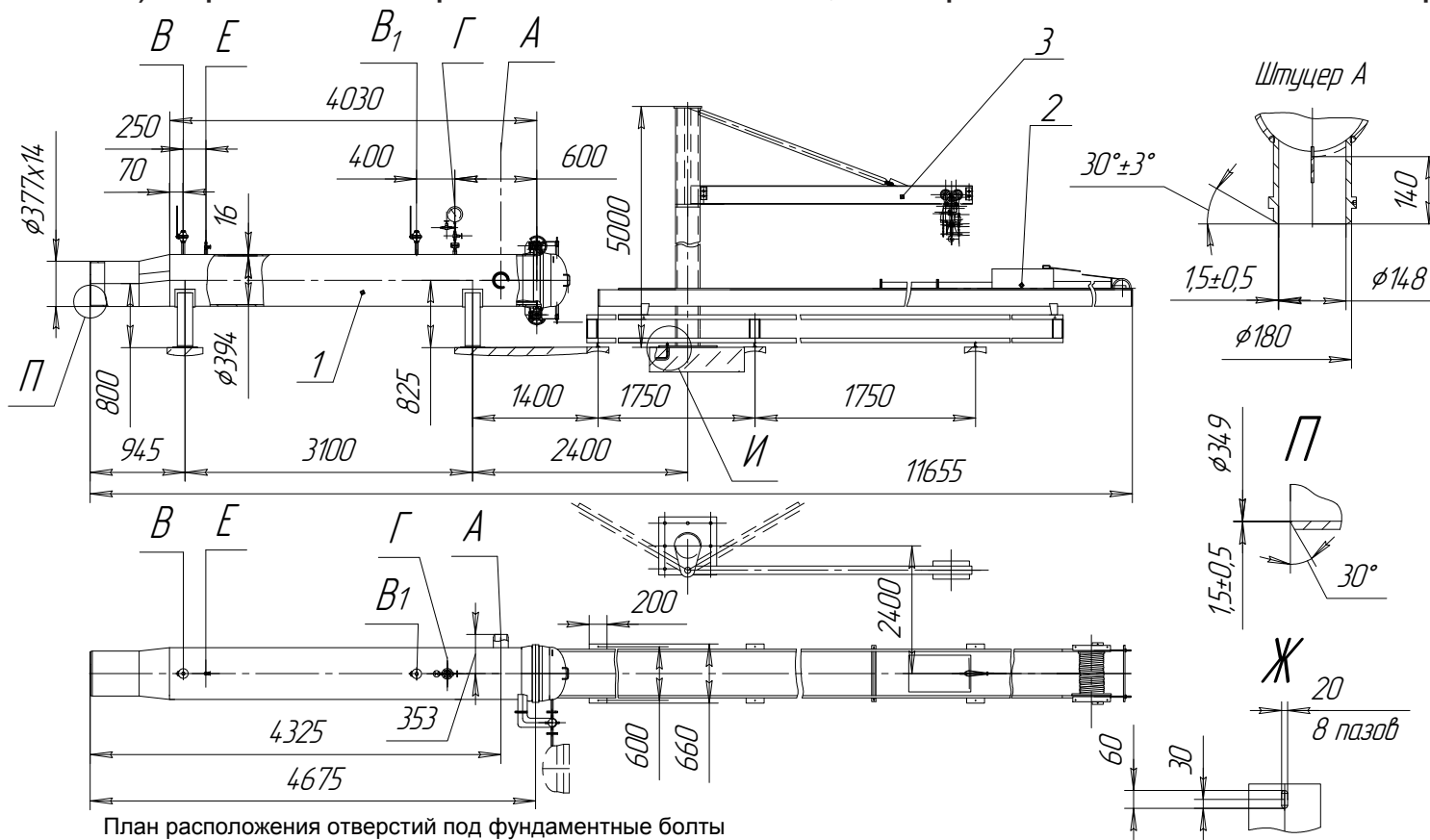
Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду300 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-300-8,0-Б-Пр (УКГЗ-300-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-300-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)



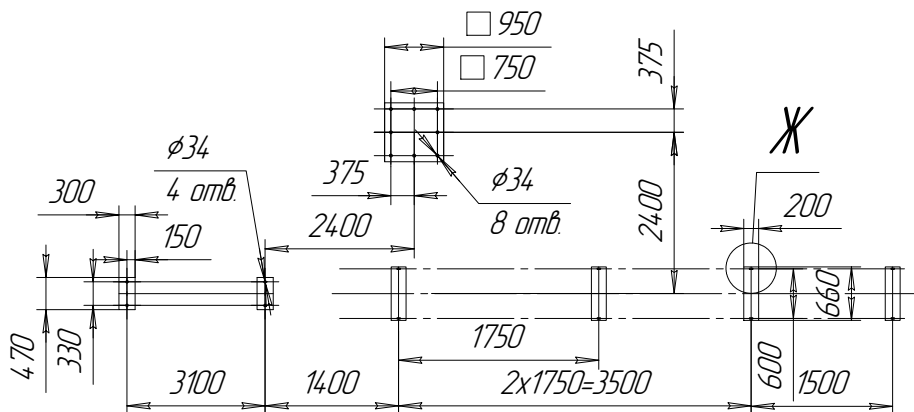
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду300 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-300-8,0-Б-Л (УКГП-350-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-300-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду350 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-350-8,0-Б-Пр (УКГЗ-350-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-350-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)



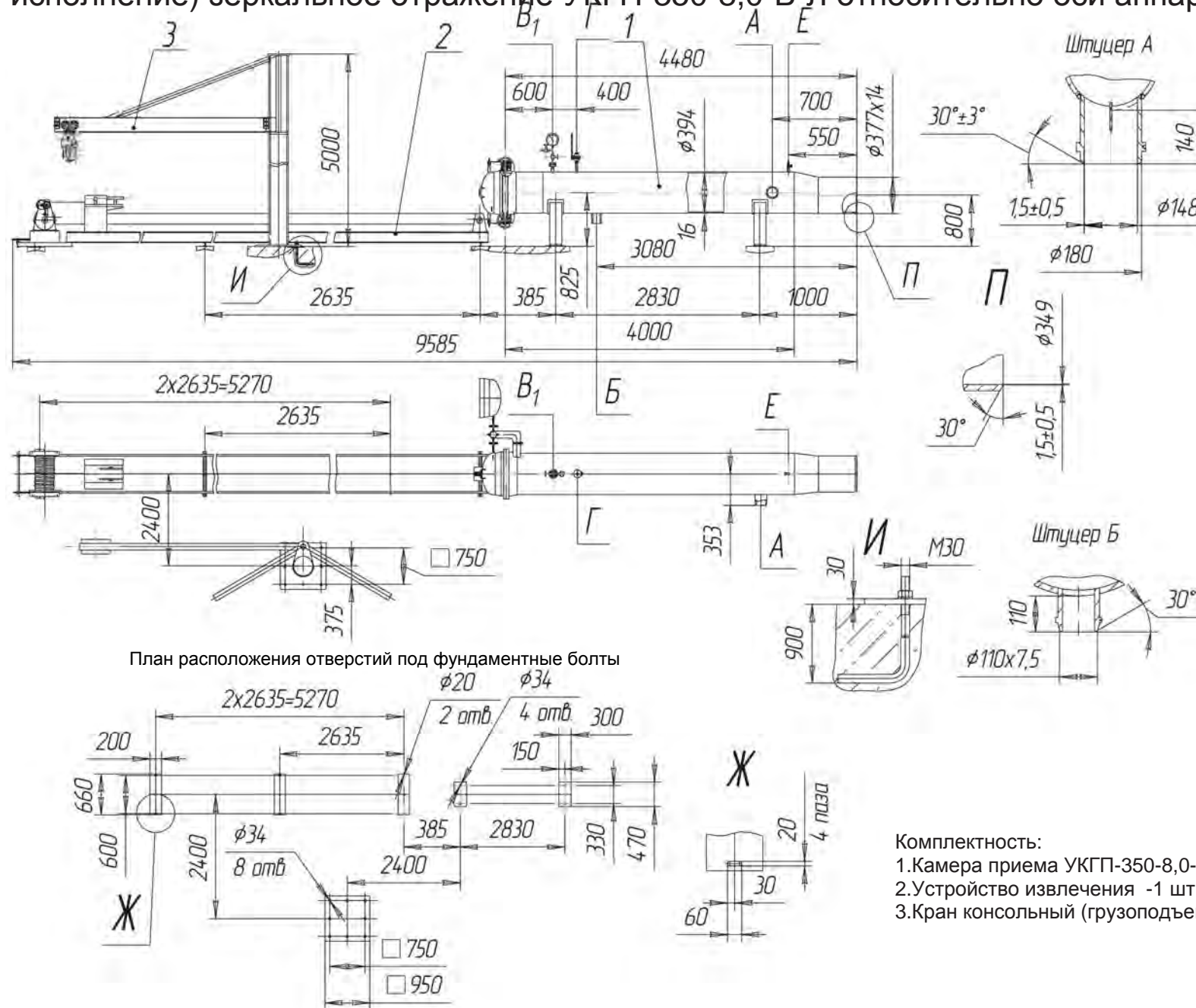
План расположения отверстий под фундаментные болты



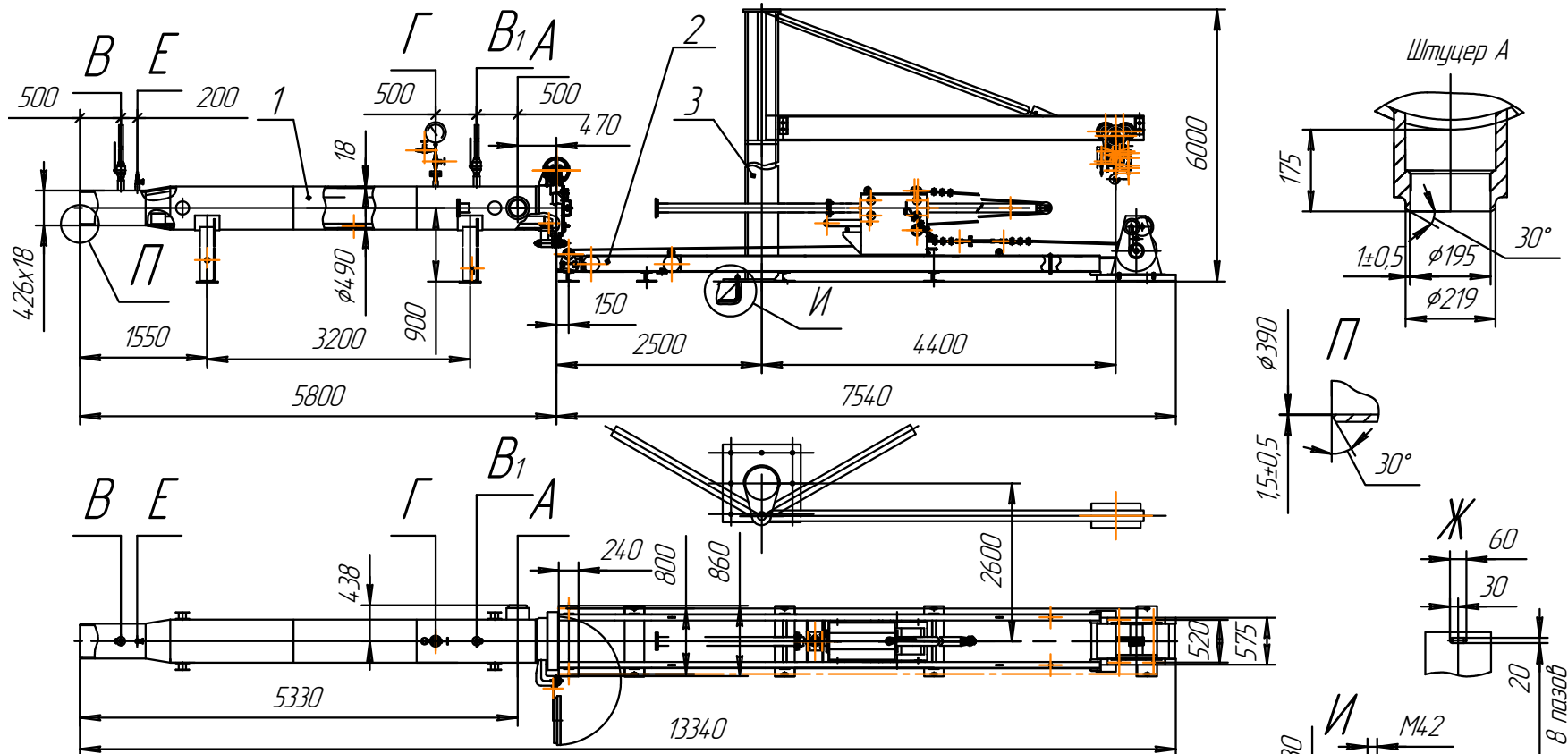
Комплектность:

1. Камера запуска УКГЗ-350-8,0-К-Пр - 1 шт.
2. Устройство запасовки - 1 шт.
3. Кран консольный (грузоподъемность 1,0 т.) - 1 шт.

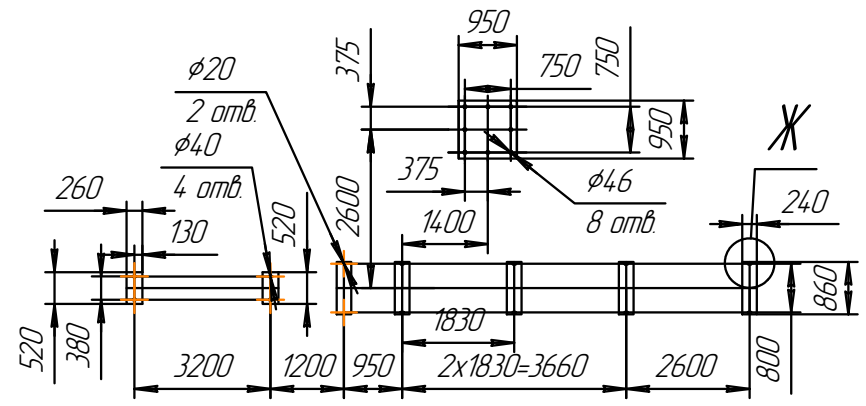
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду350 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-350-8,0-Б-Л (УКГП-1400-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-350-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду 400 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подачи газа УКГЗ-400-8,0-Б-Пр (УКГЗ-400-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-400-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)

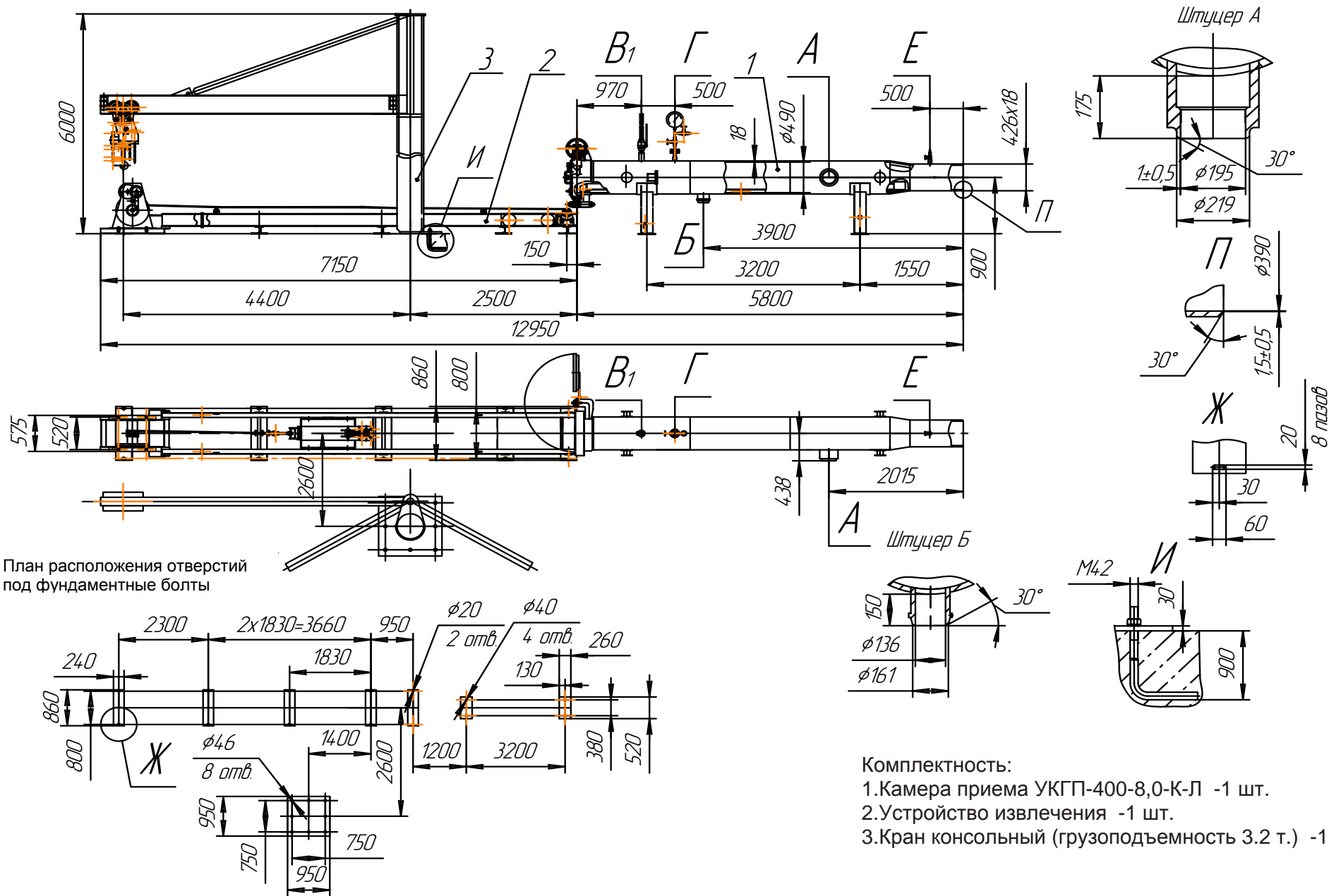


План расположения отверстий под фундаментные болты

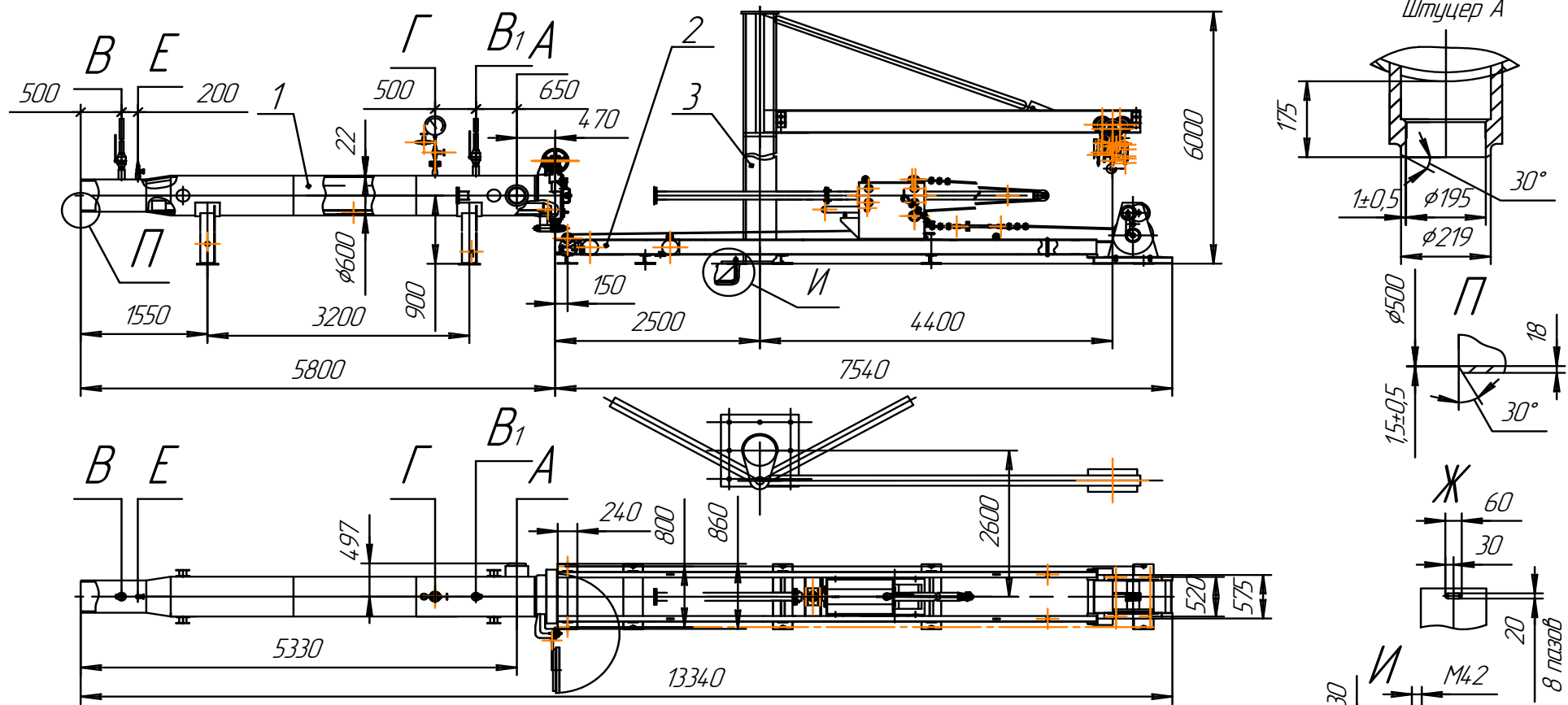


- Комплектность:
- 1. Камера запуска УКГЗ-400-8,0-К-Пр - 1 шт.
 - 2. Устройство запасовки - 1 шт.
 - 3. Кран консольный (грузоподъемность 3.2 т.) - 1 шт.

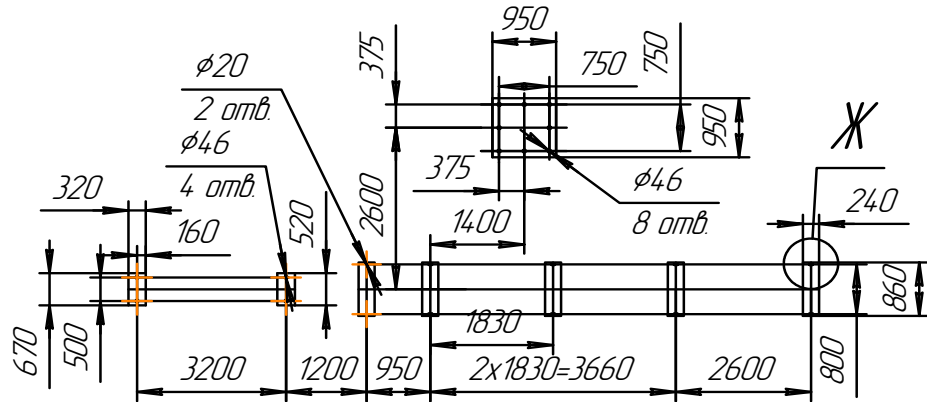
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду 400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-400-8,0-Б-Л (УКГП-400-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-400-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду 500 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подачи газа УКГЗ-500-8,0-Б-Пр (УКГЗ-500-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-500-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)



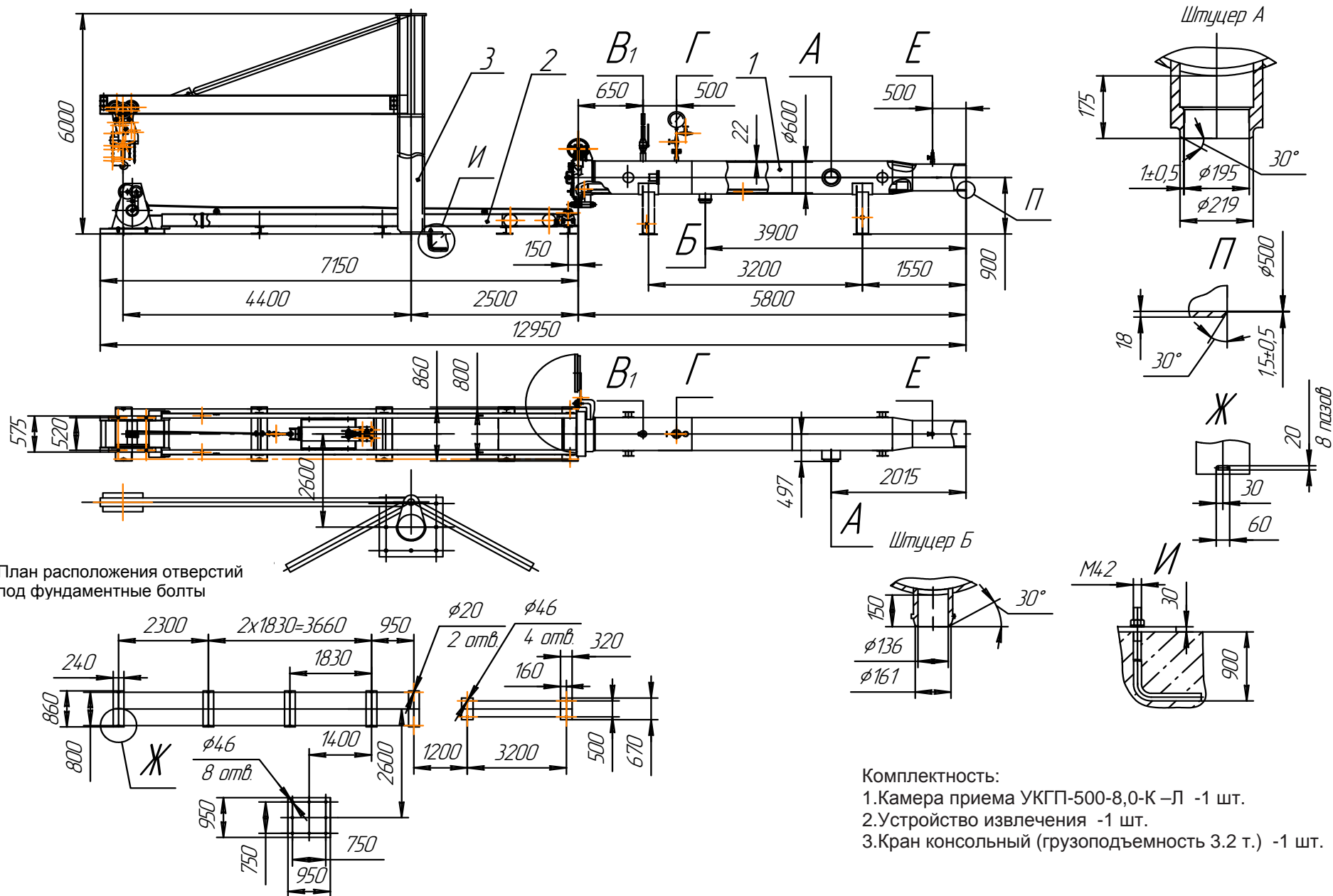
План расположения отверстий под фундаментные болты



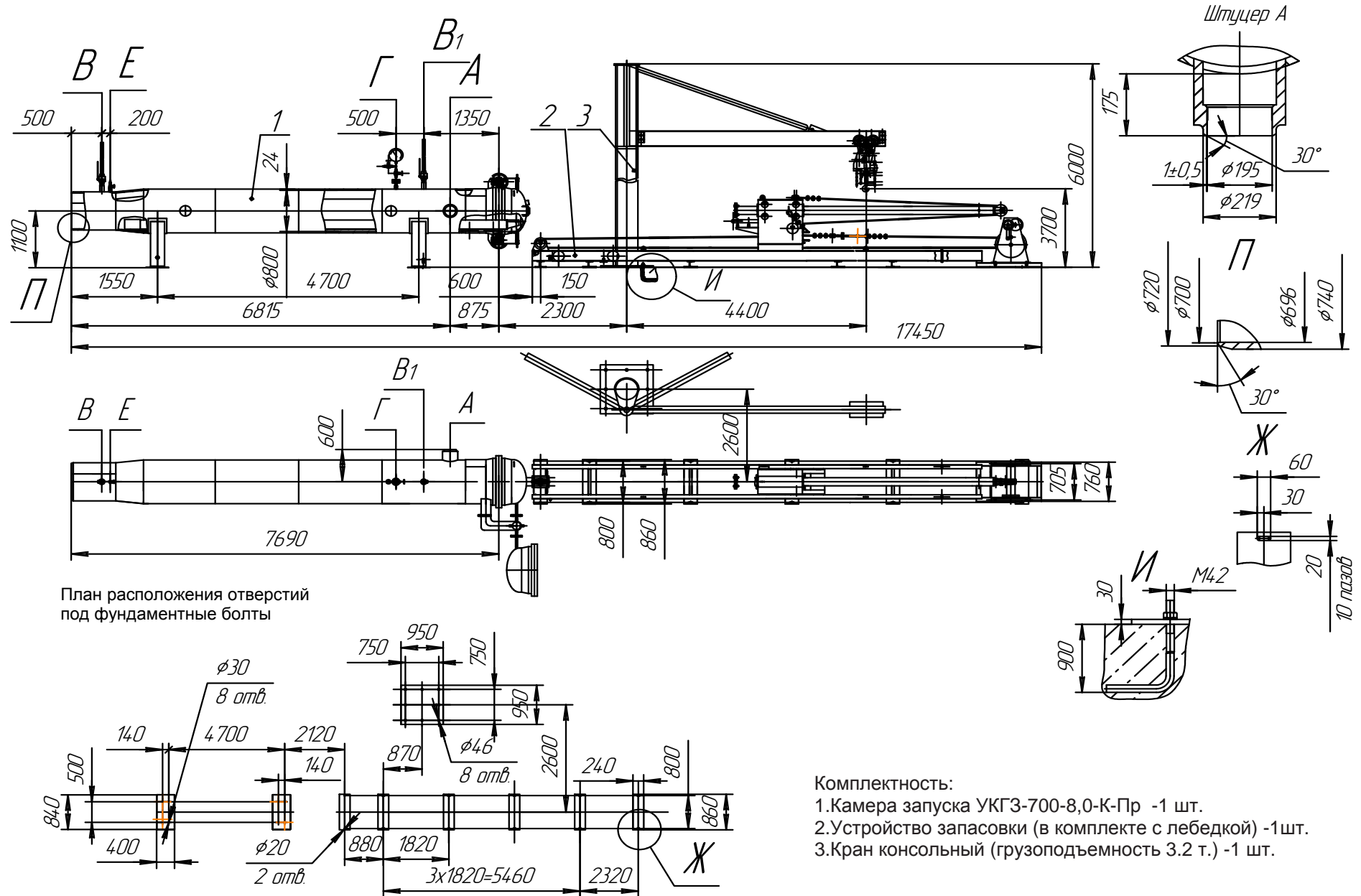
Комплектность:

1. Камера запуска УКГЗ-500-8,0-К-Пр - 1 шт.
2. Устройство запасовки - 1 шт.
3. Кран консольный (грузоподъемность 3.2 т.) - 1 шт.

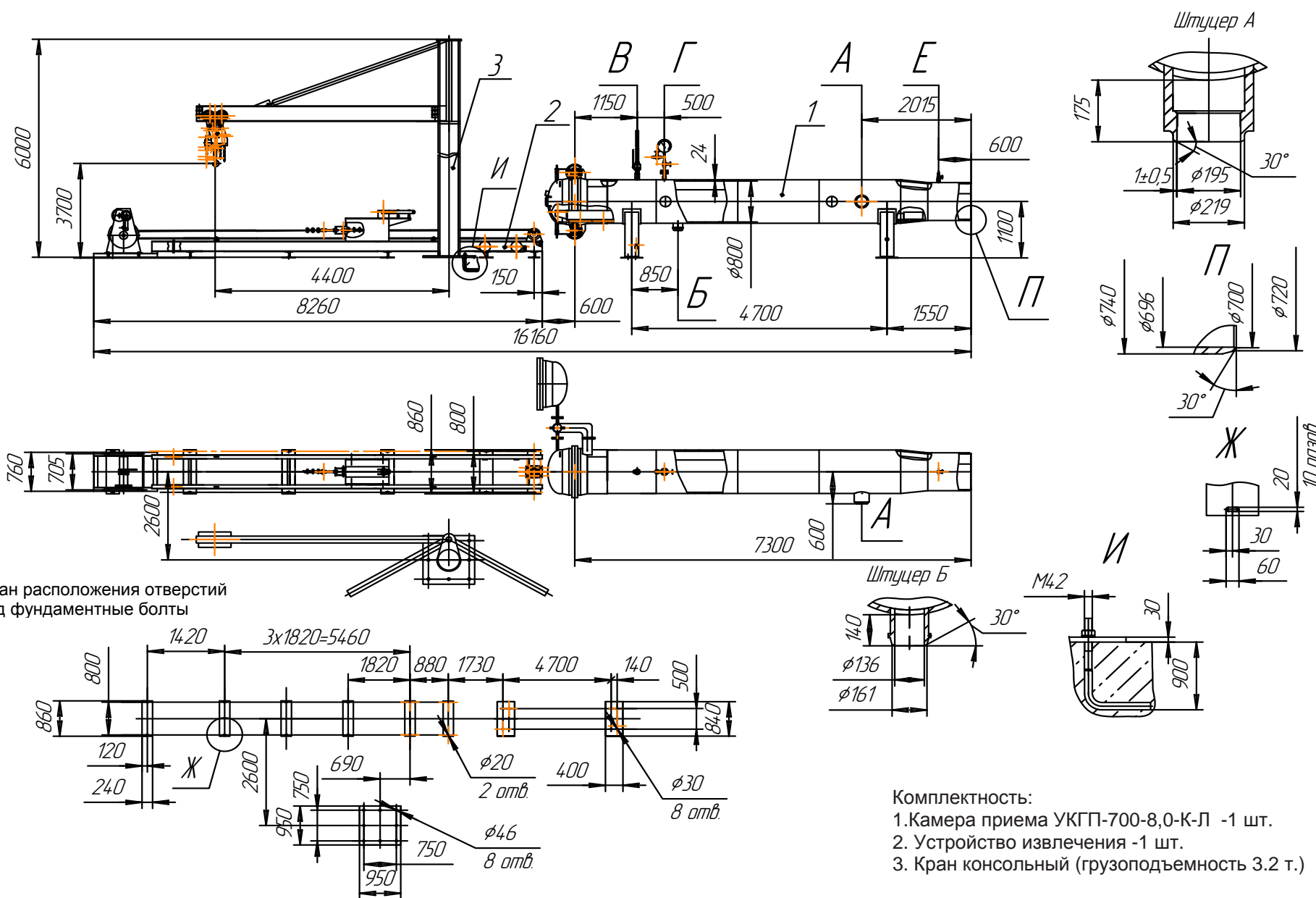
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду 500 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-500-8,0-Б-Л (УКГП-500-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-500-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду 700 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подачи газа УКГЗ-700-8,0-Б-Пр (УКГЗ-700-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-700-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)



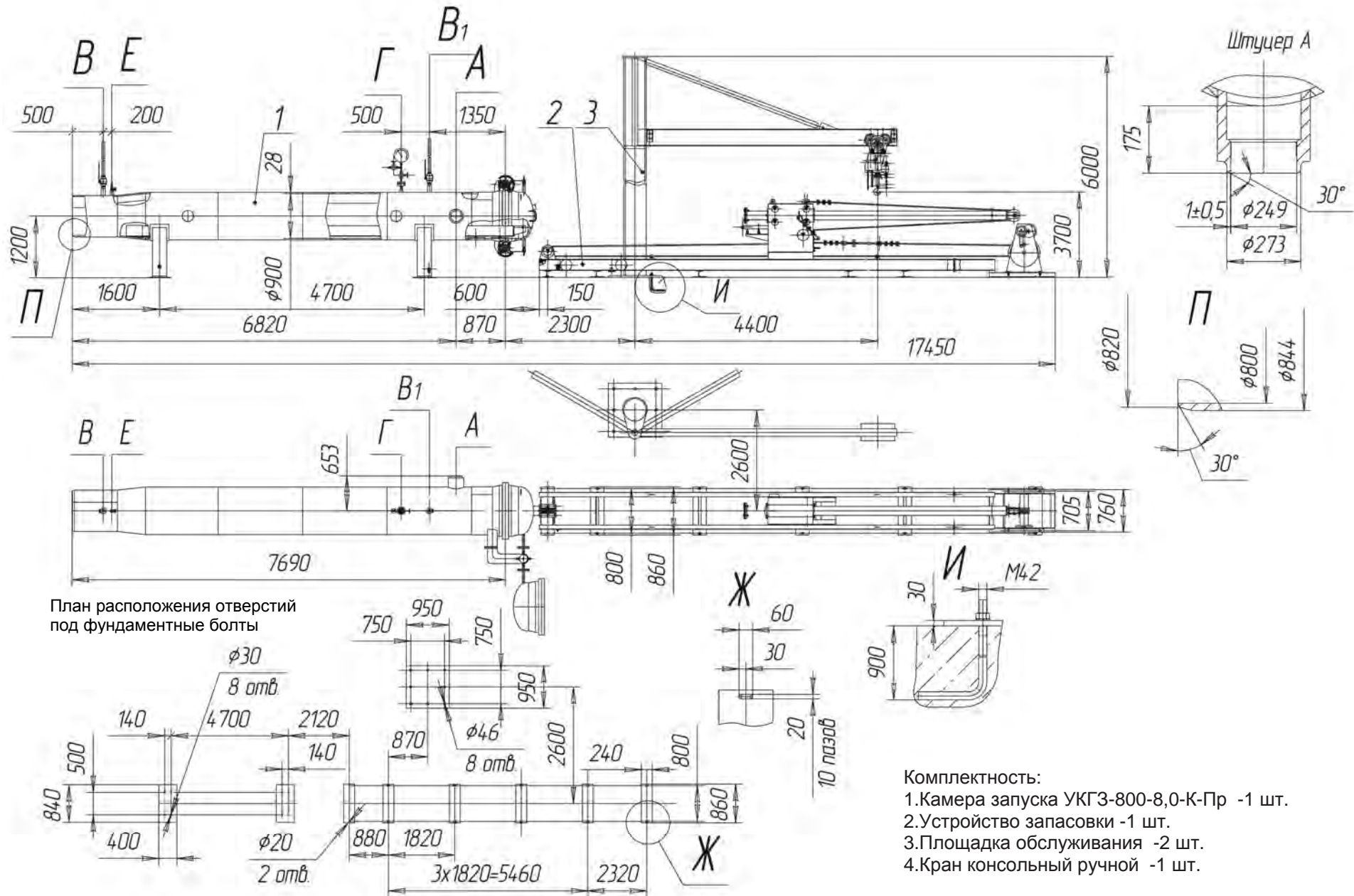
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду 700 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-700-8,0-Б-Л (УКГП-700-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-700-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



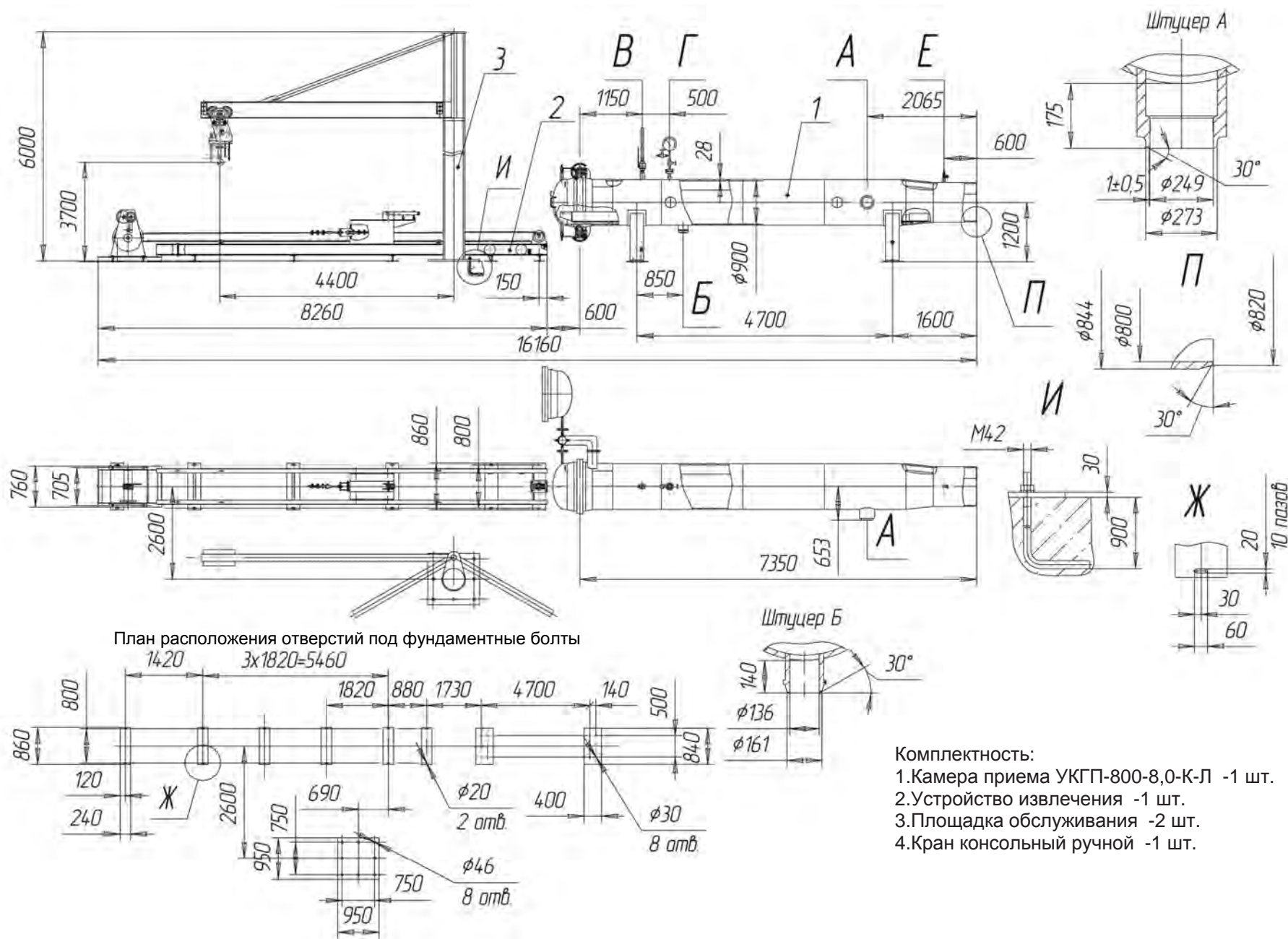
План расположения отверстий под фундаментные болты

- Комплектность:
1. Камера приема УКГП-700-8,0-К-Л - 1 шт.
 2. Устройство извлечения - 1 шт.
 3. Кран консольный (грузоподъемность 3.2 т.) - 1 шт.

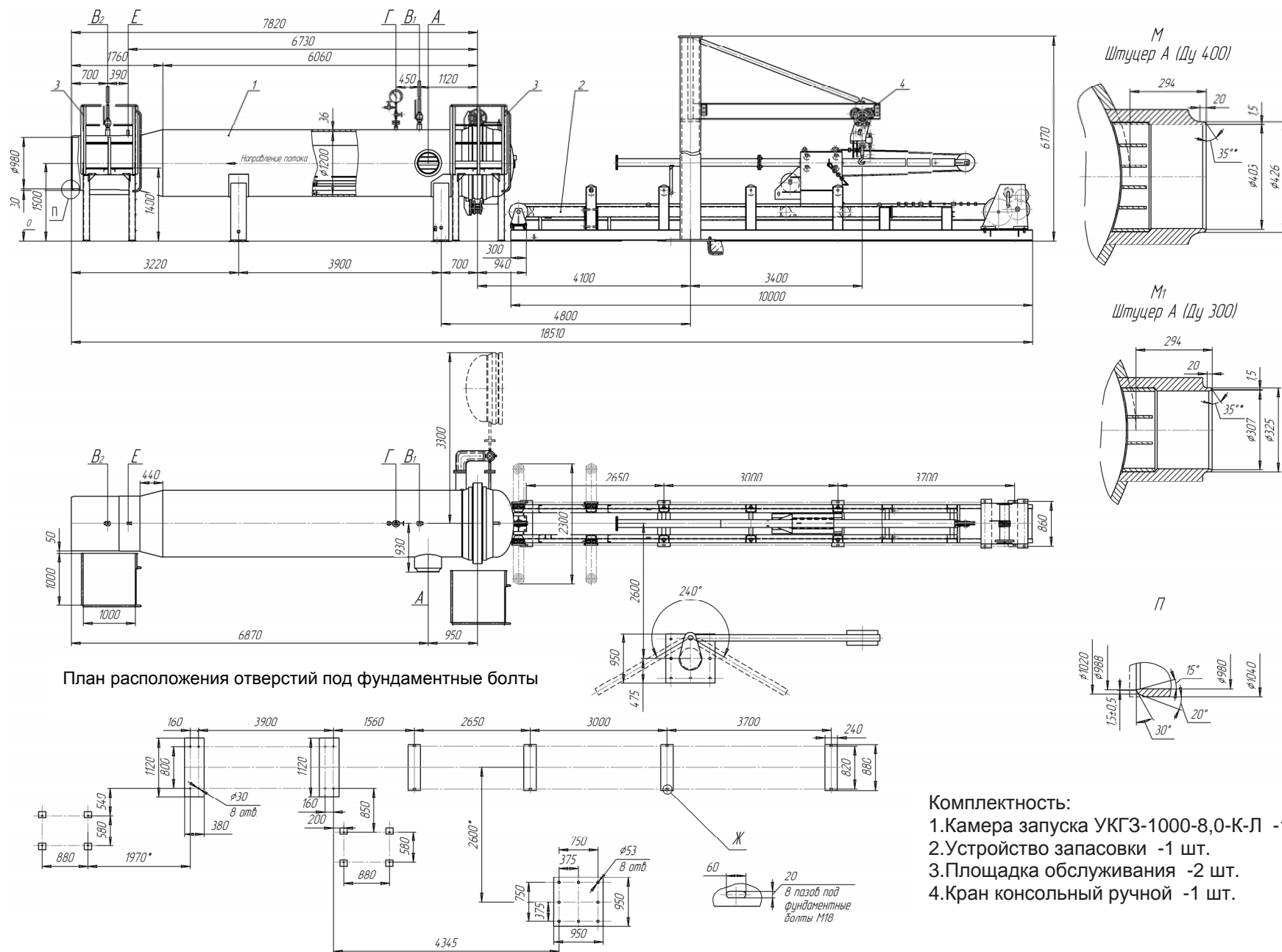
Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду800 в блочном исполнении с правым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-800-8,0-Б-Пр (УКГЗ-800-8,0-Б-Л (левое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-800-8,0-Б-Пр относительно оси аппарата)



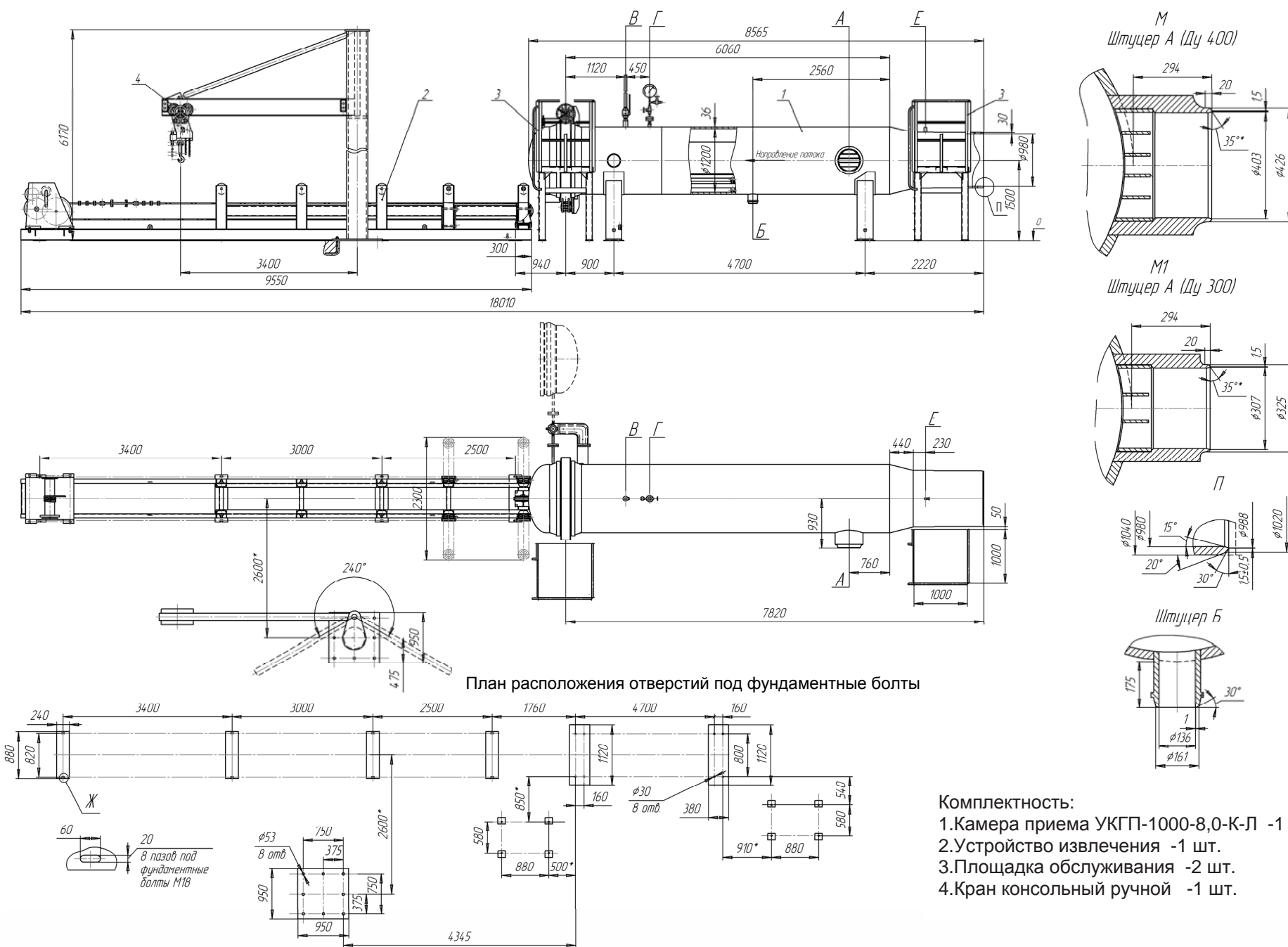
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду800 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-800-8,0-Б-Л (УКГП-800-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-800-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



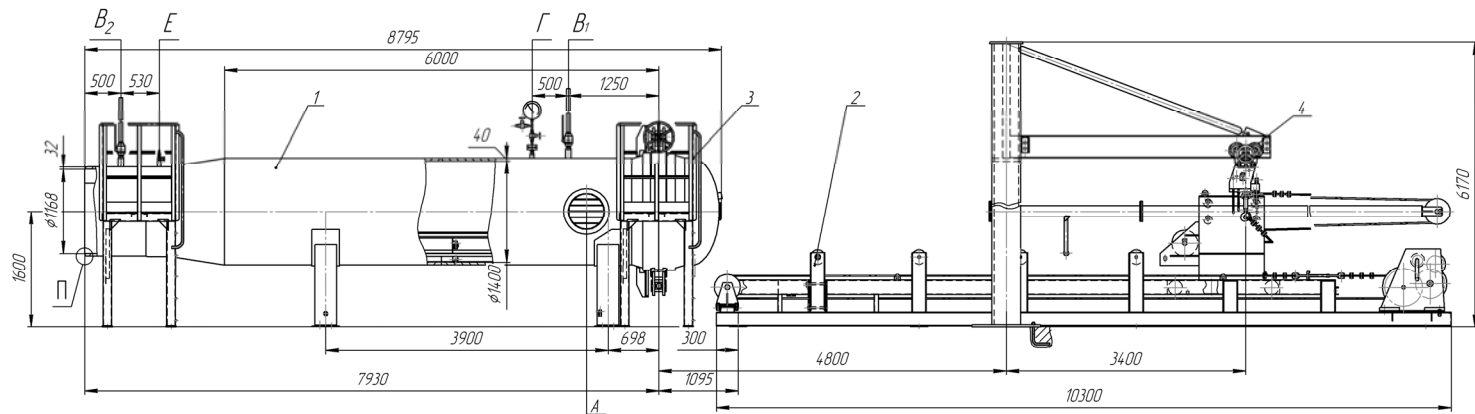
Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду1000 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-1000-8,0-Б-Л (УКГЗ-1000-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-1000-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



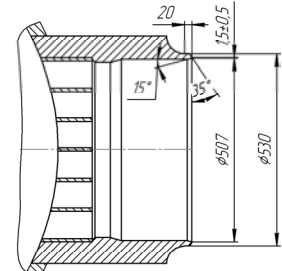
Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду1000 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-1000-8,0-Б-Л (УКГП-1000-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-1000-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



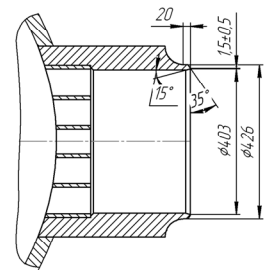
Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-1200-8,0-Б-Л (УКГЗ-1200-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-1200-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



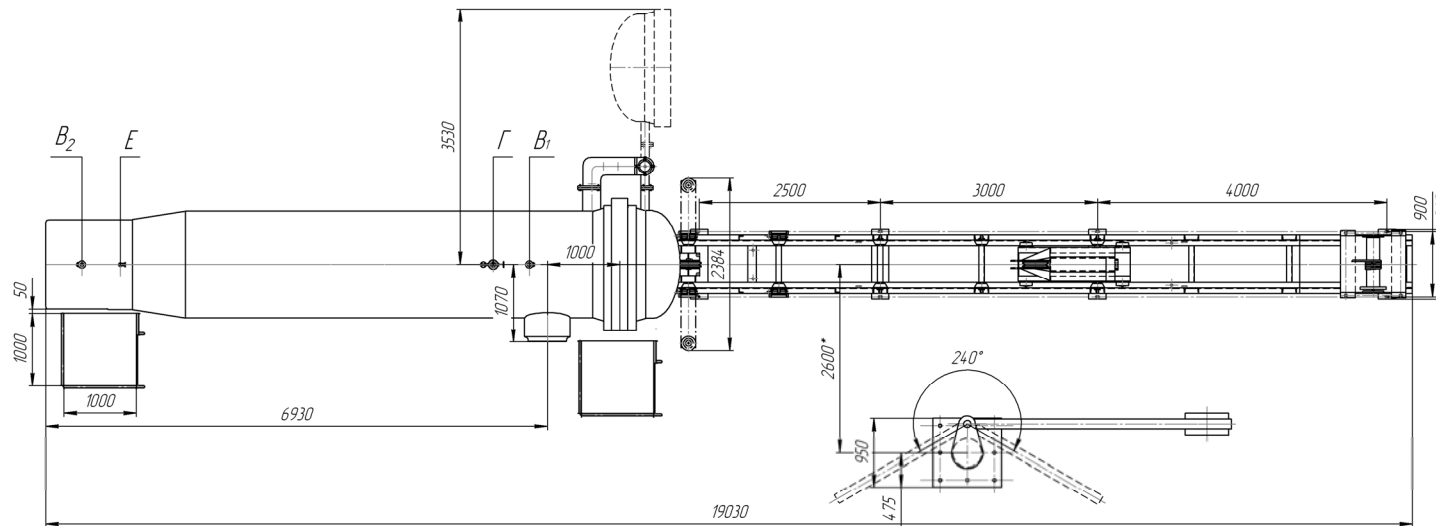
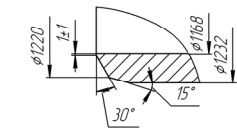
М (Штуцер А Ду500)



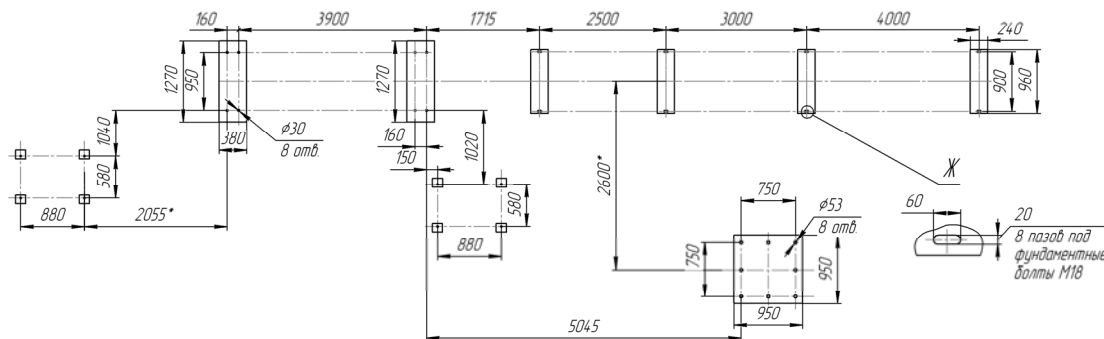
М1 (Штуцер А Ду400)



П



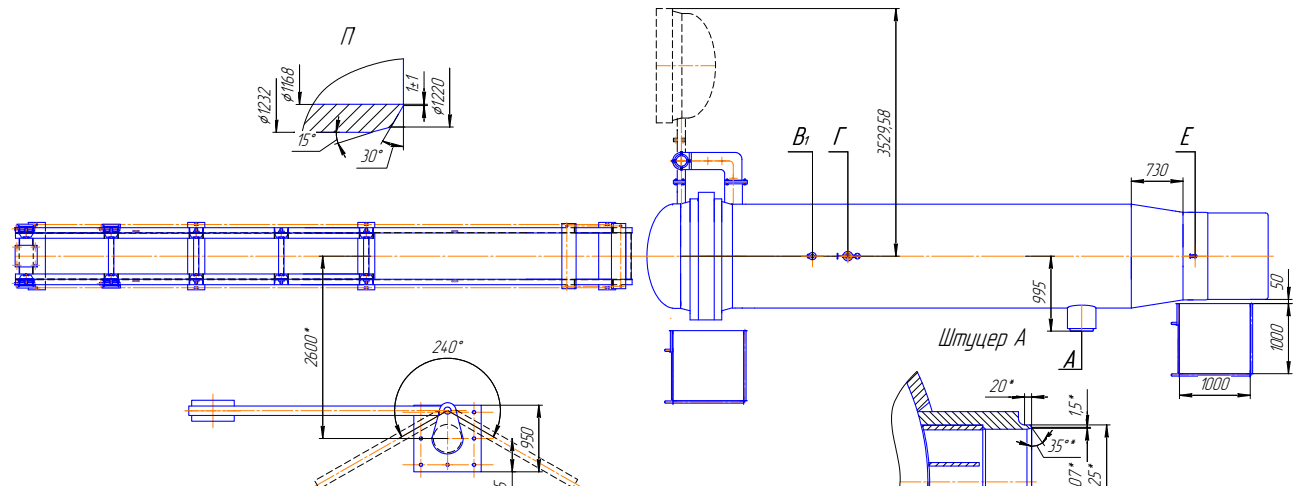
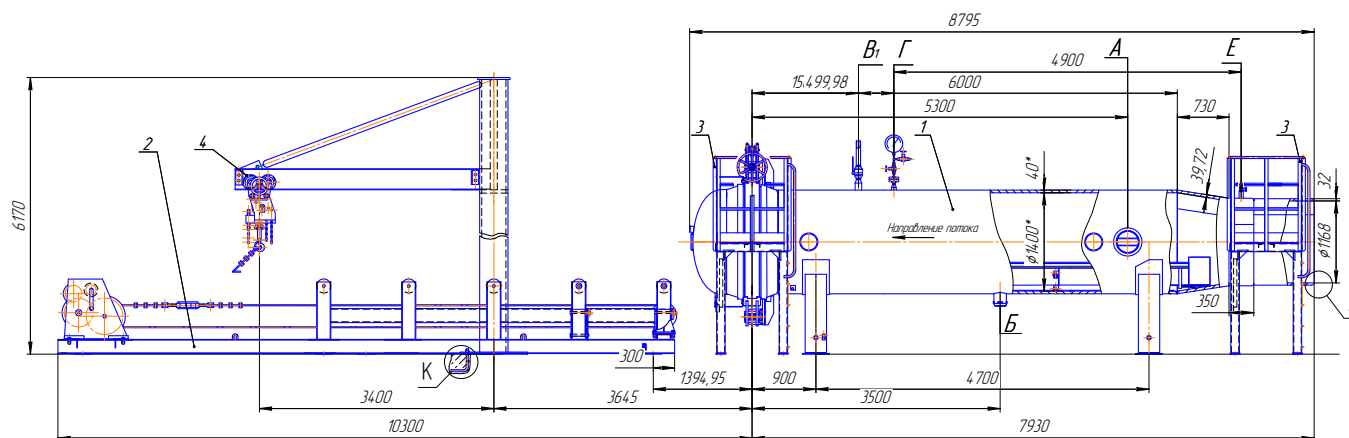
План расположения отверстий под фундаментные болты



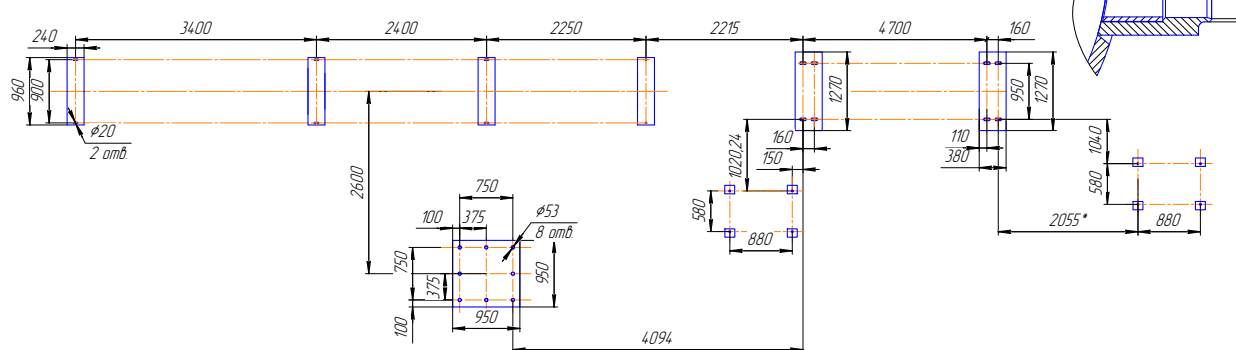
Комплектность:

1. Камера запуска УКГЗ-1200-8,0-К-Л - 1 шт.
2. Устройство запасовки - 1 шт.
3. Площадка обслуживания - 2 шт.
4. Кран консольный ручной - 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду1200 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-1200-8,0-Б-Л (УКГП-1200-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-1200-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



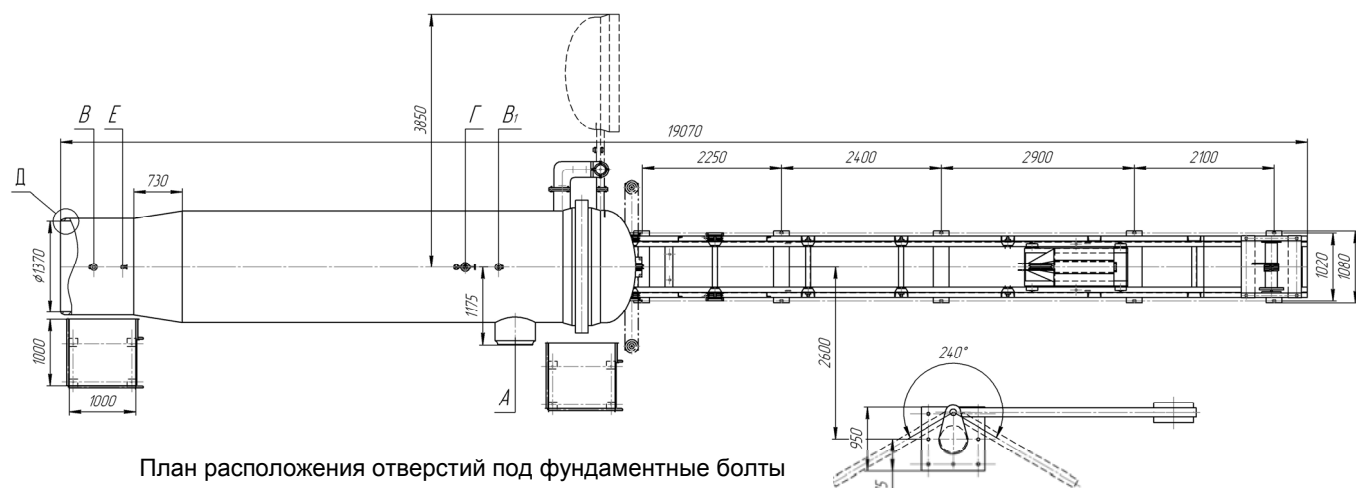
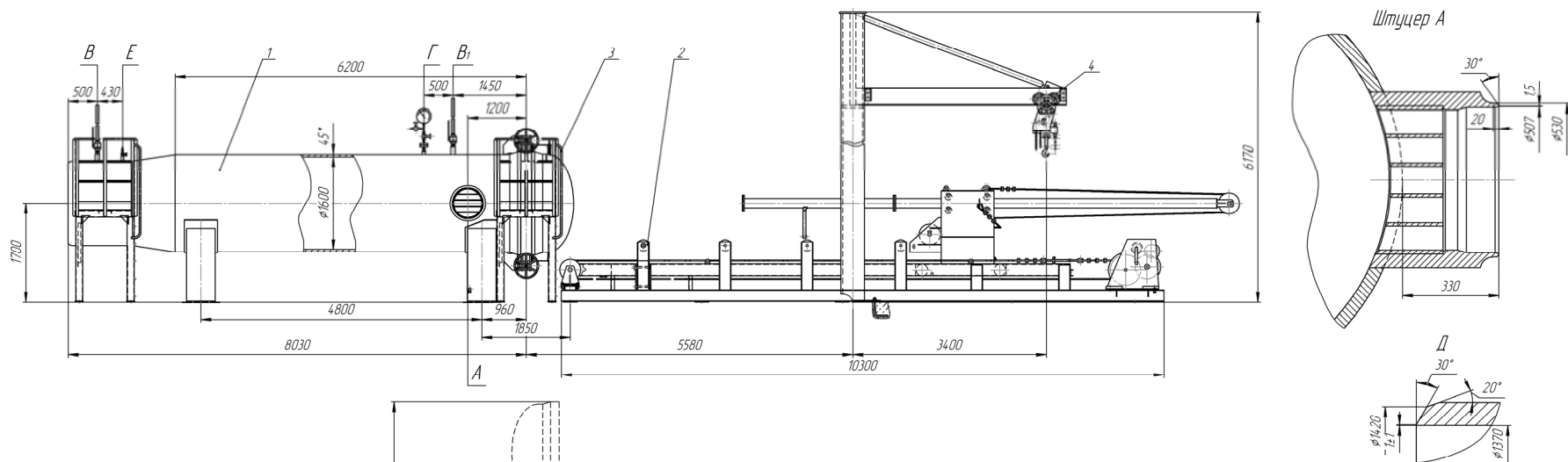
План расположения отверстий под фундаментные болты



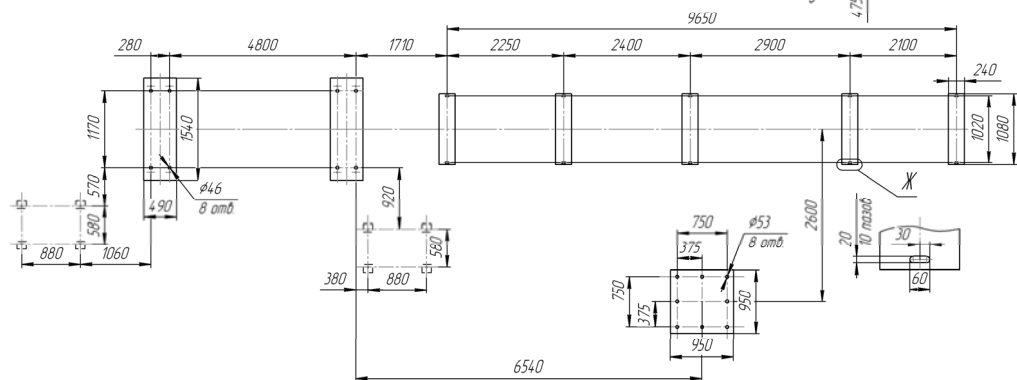
Комплектность:

1. Камера приема УКГП-1200-8,0-К-Л - 1 шт.
2. Устройство извлечения - 1 шт.
3. Площадка обслуживания - 2 шт.
4. Кран консольный ручной - 1 шт.

Камера запуска средств очистки и диагностики газопроводов Ду1400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка подвода газа УКГЗ-1400-8,0-Б-Л-ХЛ1 (УКГЗ-1400-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГЗ-1400-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



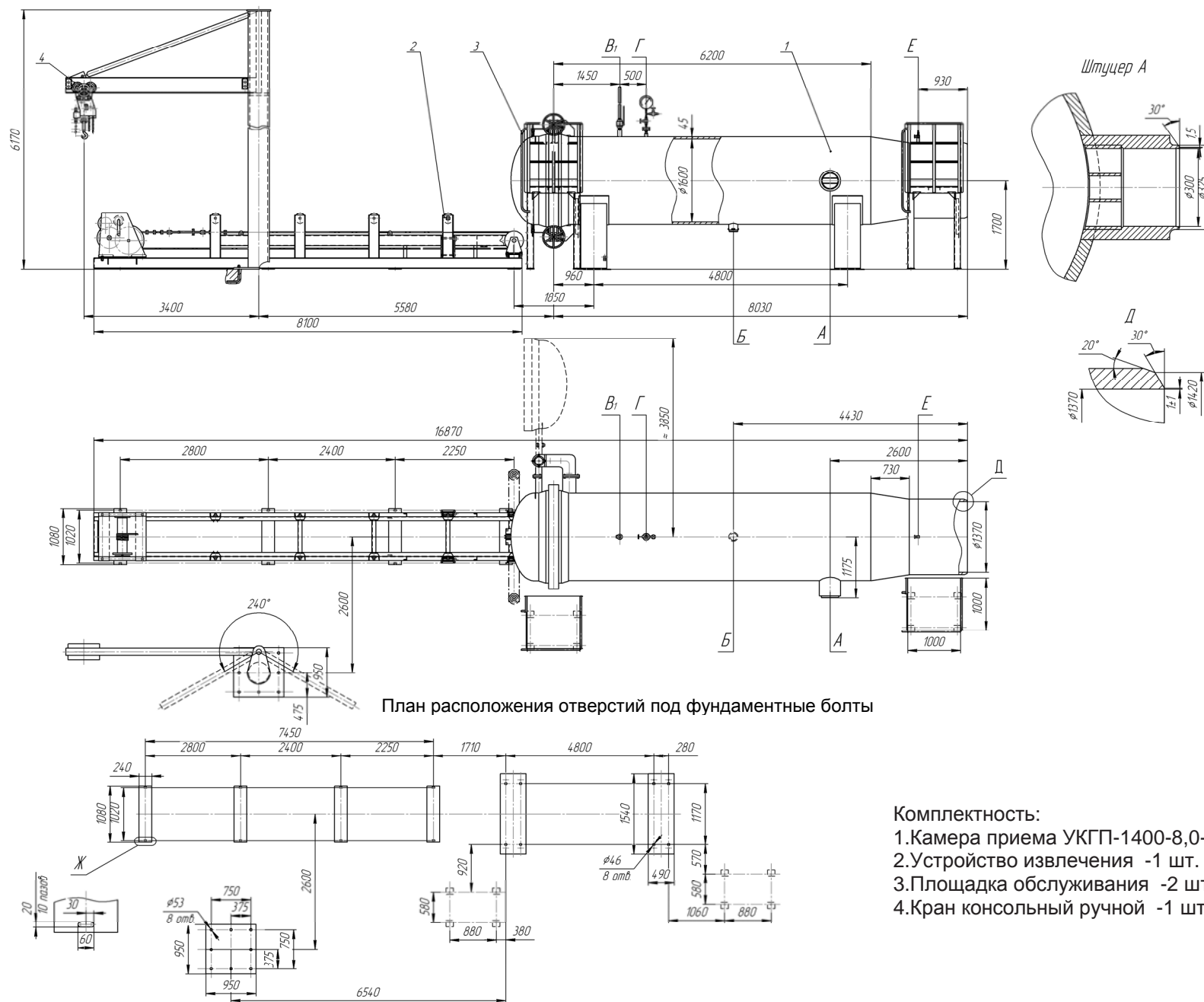
План расположения отверстий под фундаментные болты



Комплектность:

1. Камера запуска УКГЗ-1400-8,0-К-Л - 1 шт.
2. Устройство заправки - 1 шт.
3. Площадка обслуживания - 2 шт.
4. Кран консольный ручной - 1 шт.

Камера приема средств очистки и диагностики газопроводов Ду1400 в блочном исполнении с левым расположением патрубка отвода газа УКГП-1400-8,0-Б-Л (УКГП-1400-8,0-Б-Пр (правое исполнение) зеркальное отражение УКГП-1400-8,0-Б-Л относительно оси аппарата)



Опросный лист на устройства (камеры) запуска и приема для газопроводов № _____ количество _____

Вопросы	Ответы
Наименование: - устройство запуска; - устройство приема.	
Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается камера.	
Рабочее давление в трубопроводе, МПа.	
Расчетное давление камеры, МПа.	
Комплектность (да, нет): - камера; - площадки обслуживания; - устройство запасовки (для камеры запуска); - устройство извлечения (для камеры приема); - кран консольный.	
Расположение патрубков входа (выхода) газа (правое, левое), если смотреть по направлению потока газа.	
Характеристика района эксплуатации устройства: - сейсмичность (балл); - абсолютная минимальная температура воздуха, °С.	
Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к камере.	
Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к патрубкам подвода (отвода) газа.	
Наименование и состав среды, транспортируемой по трубопроводу.	
Характеристика среды, транспортируемой по трубопроводу (класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, группа взрывоопасности по ГОСТ 12.1.011-78).	
Прочие требования по усмотрению составителя опросного листа.	

Наименование, почтовый индекс, почтовый и телеграфный адрес, телефон предприятия, факс, E-mail, для которого заказывается аппарат _____

предприятия, заполнившего опросный лист _____

Должность, Ф.И.О.
ответственного лица

Подпись

Дата

_____ (заверяется печатью)

ООО "ТД "Курганхиммаш"
640007, г.Курган, ул.Химмашевская, 16, e-mail: info@td-khm.ru , www.td-khm.ru
121467, г.Москва, ул.Молдавская, д.5, e-mail: zakaz@td-khm.ru , www.td-khm.ru

ФИЛЬТРЫ-ГРЯЗЕУЛОВИТЕЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ

Горизонтальные фильтры-грязеуловители предназначены для очистки перекачиваемой среды от механических примесей, посторонних предметов, глины, парафино-смолистых отложений и окалины, образующихся во время ремонта и эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов и перекачивающих станций магистральных нефтепродуктопроводов.

Фильтры размещаются на нефтеперекачивающих станциях магистрального нефтепровода и перекачивающих станциях магистрального нефтепродуктопровода с номинальным диаметром до DN 1200 и с номинальным давлением до PN 8,0 МПа.

Фильтры в зависимости от сейсмичности района размещения по шкале MSK-64 должны изготавливаться в следующих исполнениях:

- несейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно (С0);
- сейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью свыше 6 до 9 баллов включительно (С);
- повышенной сейсмостойкости для районов с сейсмичностью свыше 9 до 10 баллов включительно

(ПС).

Значения температуры окружающего воздуха при транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации фильтров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения температуры окружающего воздуха

Климатическое исполнение	Категория размещения	Температура воздуха, °С	
		верхнее значение	нижнее значение
У	1	плюс 40	минус 40
ХЛ	1	плюс 40	минус 60
УХЛ	1	плюс 40	минус 60

В зависимости от расположения патрубка подвода нефти по отношению к направлению перекачки, фильтры изготавливаются правого (Пр) и левого (Л) исполнений.

Фильтры в зависимости от необходимости нанесения теплоизоляции изготавливаются в 2-х исполнениях:

- подлежащих теплоизоляции (Т);
- не подлежащих теплоизоляции.

Фильтры изготавливаются в исполнении с боковым или осевым (О) отводом перекачиваемой нефти.

В комплект поставки фильтра входит:

- фильтр в собранном виде в соответствии с требованиями конструкторской документации;
- фильтрующий элемент (установлен в фильтре);
- ответные фланцы, рабочие прокладки и крепежные детали, не требующие замены при монтаже;
- комплект прокладок к затвору;
- площадки обслуживания для фильтров DN 500 и более (для блочного исполнения);
- кран консольный с талью (для блочного исполнения);
- лебедка с тросовой системой для фильтров DN 300 и более (для блочного исполнения);
- лоток для фильтров DN 400 и более (для блочного исполнения);
- тяговый механизм для фильтров DN 500 и более (для блочного исполнения);
- поддон для сбора нефтешлама (для блочного исполнения);
- два манометра диаметром 160 мм, класса точности 1;
- комплект запасных частей (по указанию в ТД);
- комплект искронедающего инструмента для чистки фильтра в пенале (для блочного исполнения);
- фундаментные болты для крепления фильтра в проектом положении (по указанию в технической документации).

-фундаментные болты для крепления фильтра в проектом положении (по указанию в технической документации).

По требованию заказчика фильтр может поставляться отдельными узлами.

По требованию заказчика фильтр может поставляться отдельными узлами.

Конструкция патрубков подвода и отвода продукта, патрубков для присоединения трубопроводов дренажной линии должны обеспечивать сварное соединение с трубопроводами или соединение с трубопроводами через переходные кольца. Разделка кромок присоединительных концов патрубков фильтра и переходных колец (см. эскизы фильтров выноски «Л») выполняются в соответствии с ТУ 3683-191-00217298-2006 под каждый определенный заказ.

Пример записи при заказе фильтра-грязеуловителя горизонтального:

«Горизонтальный фильтр-грязеуловитель для нефтепровода с условным проходом DN 1200, с номинальным давлением PN 4,0 МПа, с правым расположением патрубка подвода среды, с осевым отводом среды, фильтруемая среда-нефть, номинальная толщина фильтрации 4 мм, не подлежащий теплоизоляции, блочного исполнения, вид климатического исполнения УХЛ1, в сейсмостойком исполнении С, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по РД-23.040.01-КТН-149-10. Присоединяемые трубопроводы: 1220x16 мм с классом прочности К54, к дренажным трубопроводам DN 150 - 159x7 мм с классом прочности К54».

Таблица 2 – Основные параметры горизонтальных фильтров-грязеуловителей

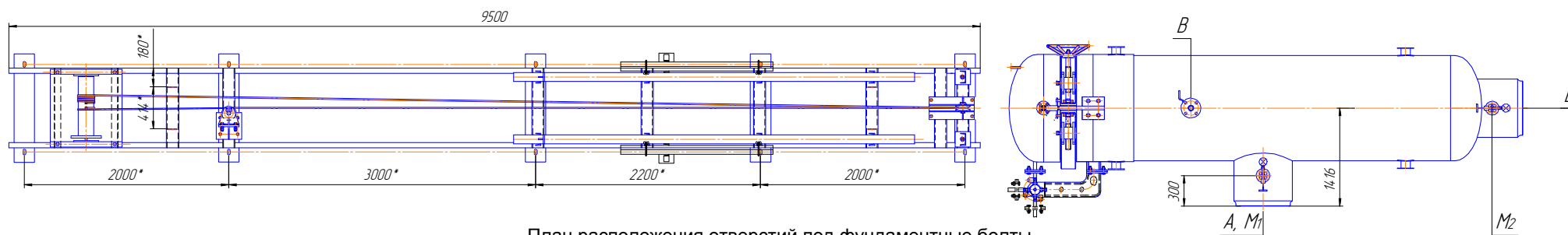
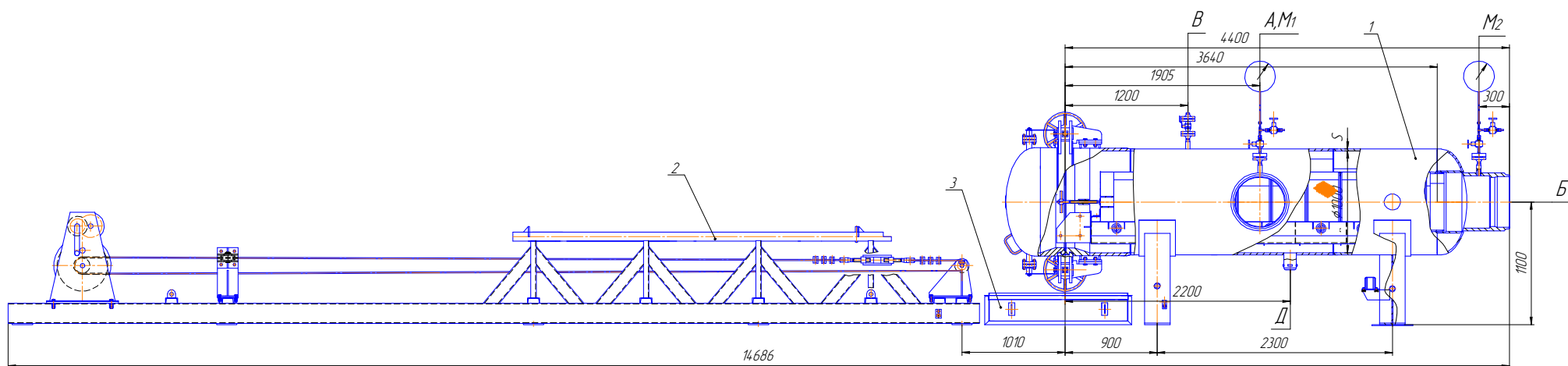
Наименование показателя		Значения										
1		2										
Условный проход присоединяемых трубопроводов, DN		200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000	1200
Максимальный расход нефти через ФГГ, м ³ /ч		200	300	500	600	800	1200	1800	2500	3000	5100	6400
Давление, МПа	Рабочее	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0										
	Расчетное	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0										
	Пробное при гидроиспытании	2,4; 3,8; 6,0; 9,5; 12,0										
Температура, °С	Рабочей среды	от минус 15 °С до плюс 80 °С для нефти от минус 20 °С до плюс 60 °С для нефтепродуктов										
	Расчетная стенки	плюс 80 °С										
	Минимально допустимая отрицательная	для исполнения У – минус 40 °С для исполнения ХЛ – минус 60 °С для исполнения УХЛ – минус 60 °С										
Группа сосуда для контроля сварных соединений		1										
Прибавка для компенсации коррозии, мм		3										
Среда (характеристика)	параметры	*										
	класс опасности	3 по ГОСТ 12.1.007										
	взрывоопасность	да										
	пожароопасность	да										
Номинальная толщина фильтрации, мм, не более		4; 8; 12; 16										
Максимальный перепад давления при чистом фильтрующем элементе, МПа		0,03										
Максимальный перепад давления при загрязненном фильтрующем элементе, МПа		0,1										

* Состав рабочей среды:

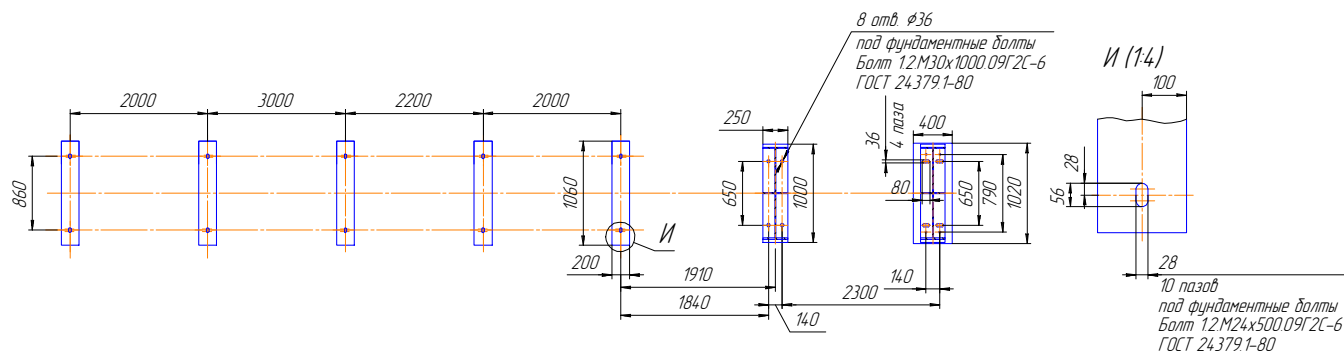
рабочая среда – товарная нефть с параметрами:

- плотность: 700 – 900 кг/м³;
 - давление насыщенных паров – не более 500 мм рт. ст.;
 - вязкость: от 0,05·10⁻⁴ до 3,0·10⁻⁴ м²/с;
 - массовая доля парафина: до 7,0 %;
 - массовая доля серы: до 3,5 %;
 - массовая доля воды: до 1,0 %;
 - воды в отдельных случаях: 5,0 %;
 - концентрация хлористых солей: до 900 мг/дм³;
 - массовая доля механических примесей: до 0,05 %;
 - максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса: 5,0 мм;
- нефтепродукты (автомобильный бензин – по ГОСТ Р 51105, ГОСТ Р 51866, дизельное топливо – по ГОСТ 305, ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2004), топливо для реактивных двигателей – по ГОСТ 10227, ГОСТ Р 52050, авиационный бензин – по ГОСТ 1012, судовое топливо – по ГОСТ 305, ГОСТ 1667, ГОСТ 10433, масло промышленное – по ГОСТ 20799

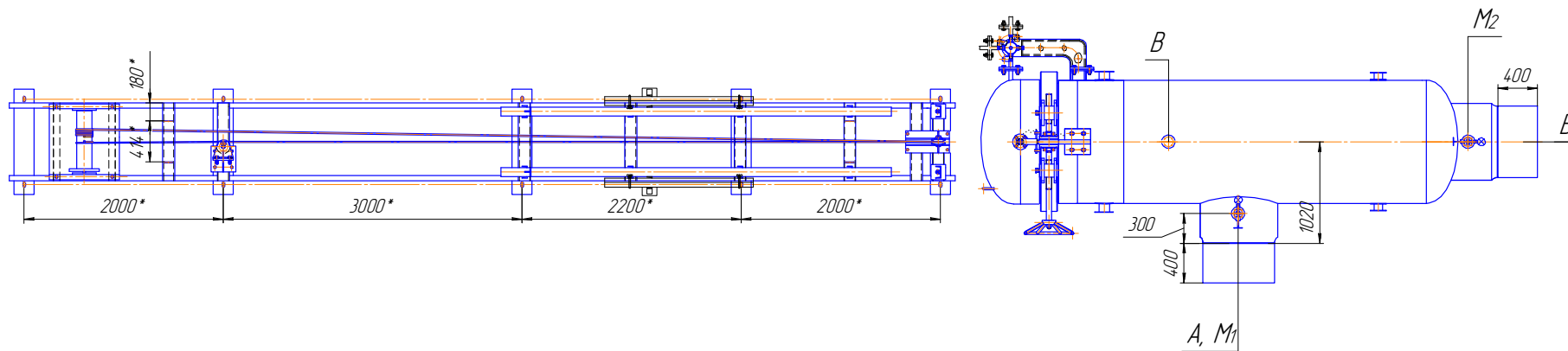
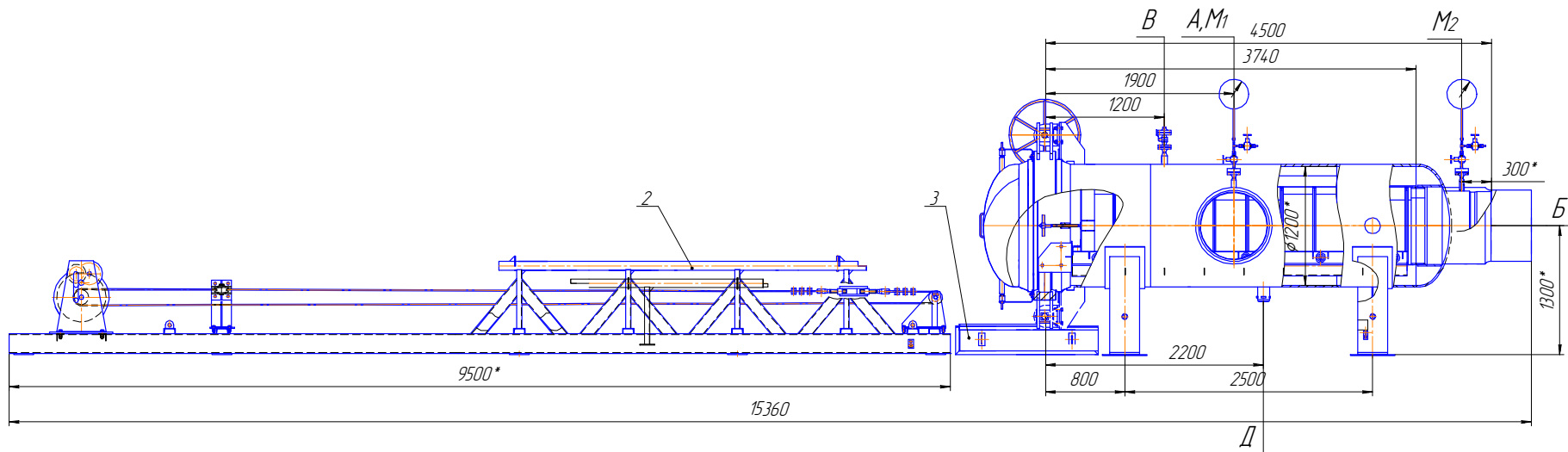
Фильтр-грязеуловитель горизонтальный в блочном исполнении ФГГ-500-4,0-С-Пр-О-Б-УХЛ1 по ТУ 3683-191-00217298-2006



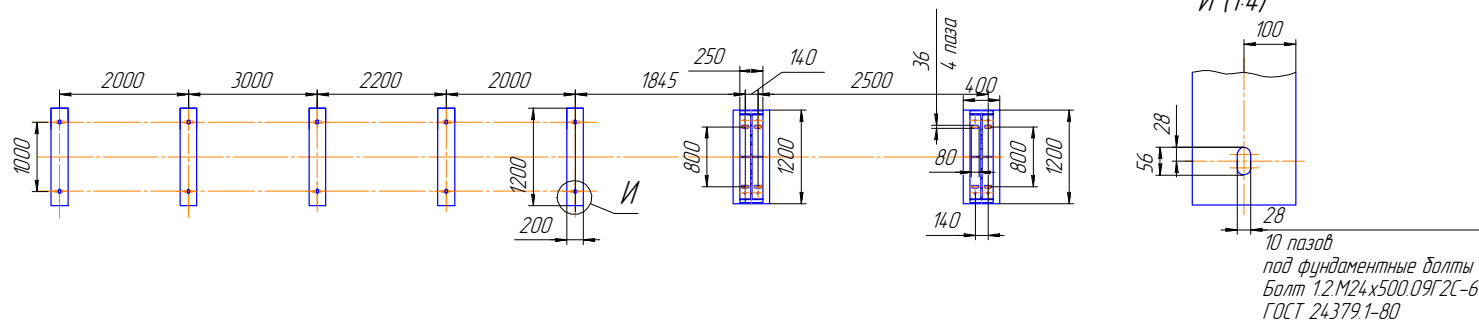
План расположения отверстий под фундаментные болты



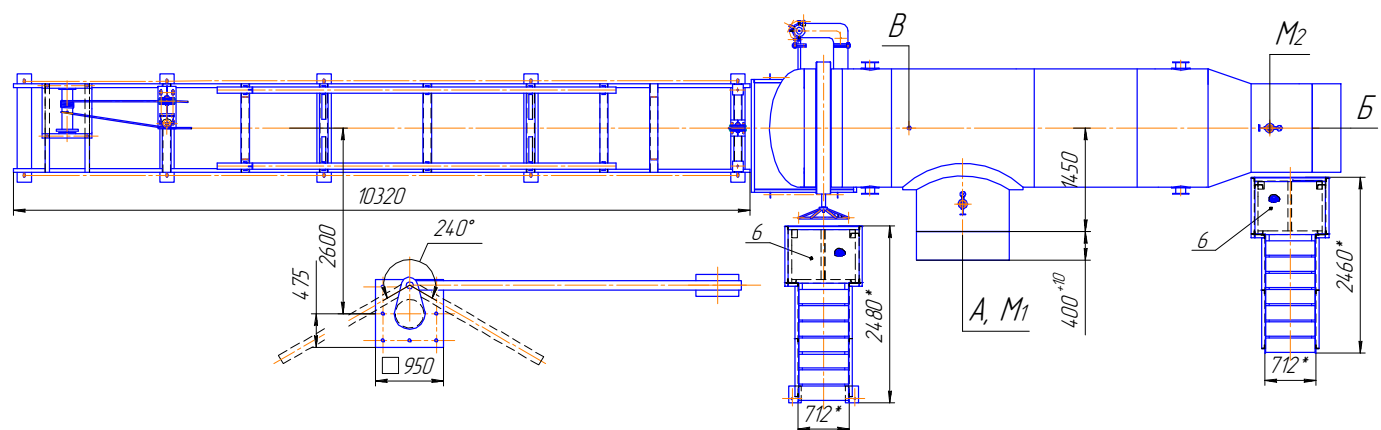
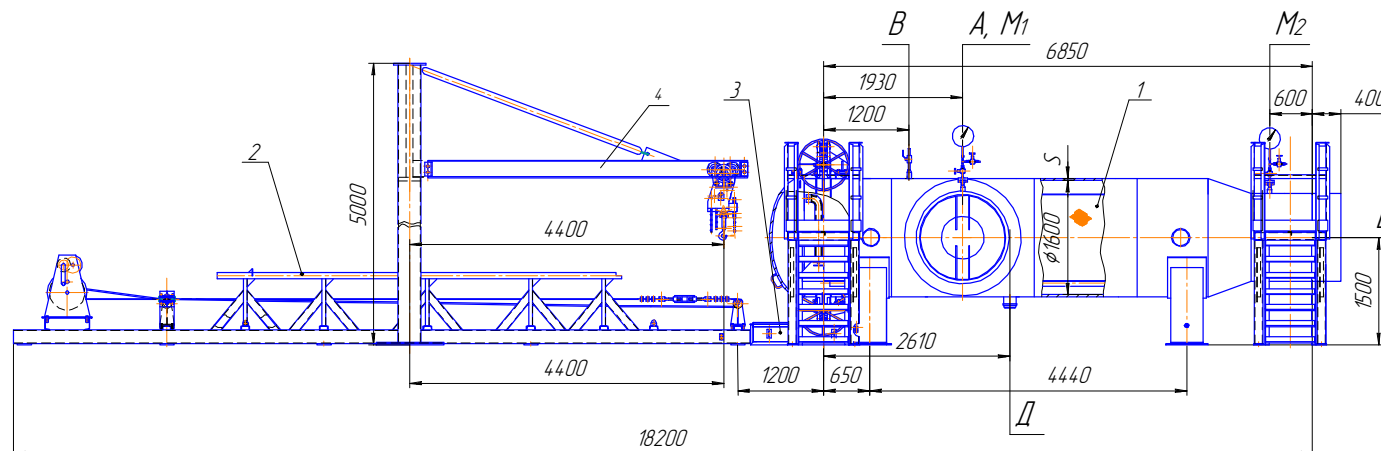
Фильтр-грязеуловитель горизонтальный в блочном исполнении ФГГ-700-4,0-С-Пр-О-Б-УХЛ1 по ТУ 3683-191-00217298-2006



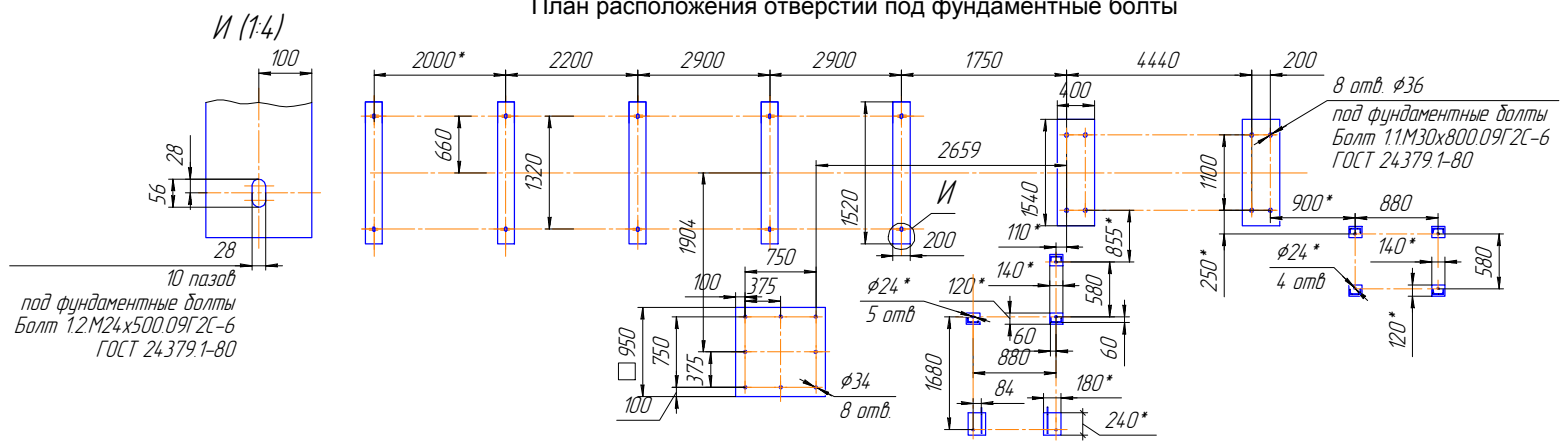
План расположения отверстий под фундаментные болты



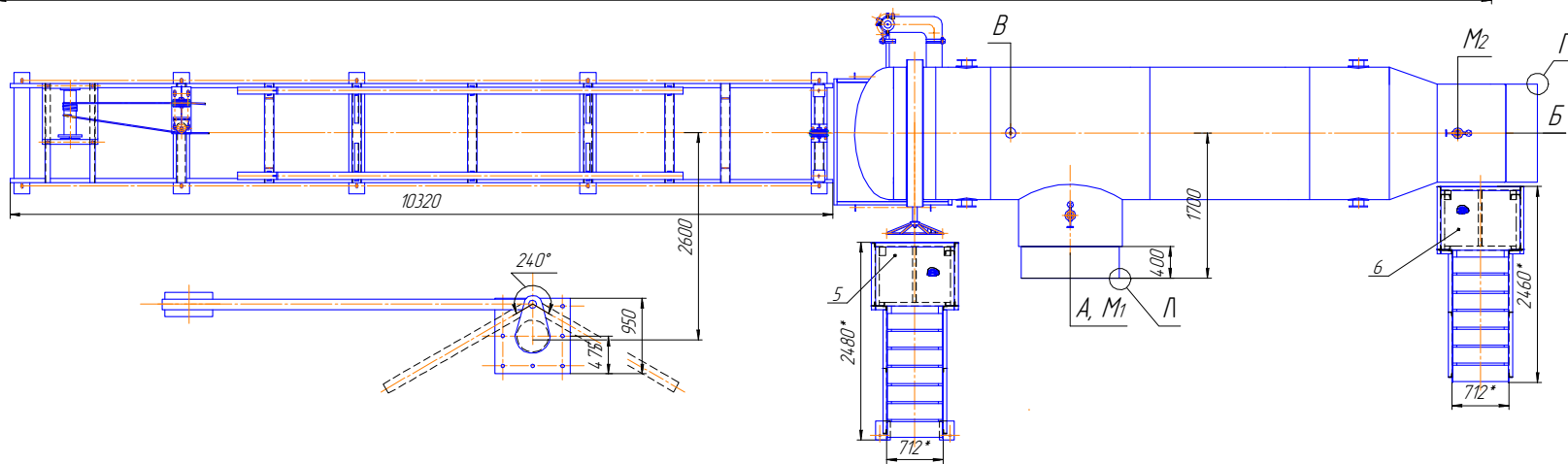
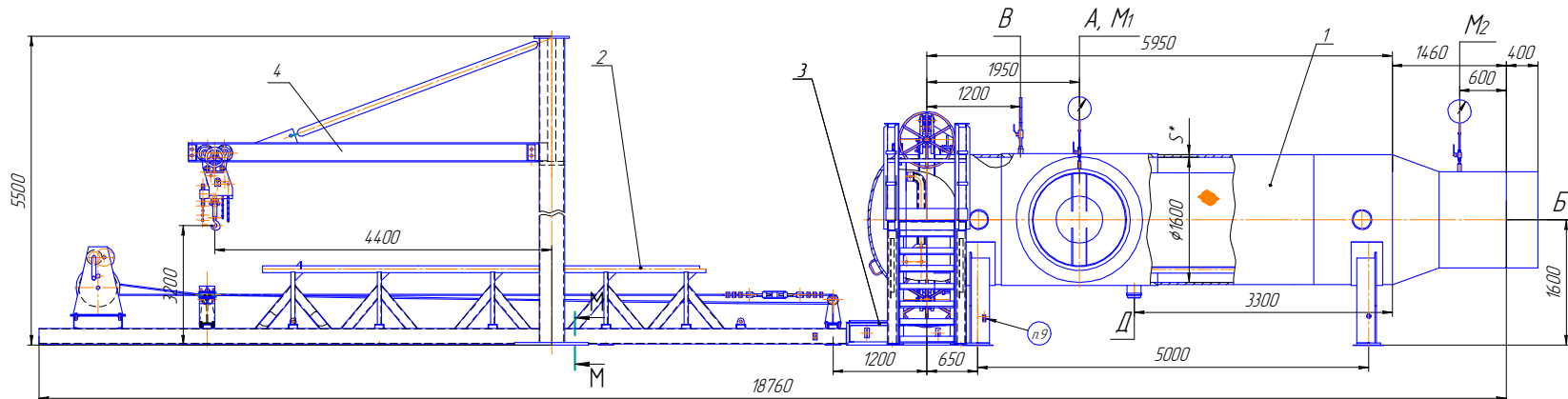
Фильтр-грязеуловитель горизонтальный в блочном исполнении ФГГ-1000-4,0-С-Пр-О-Б-УХЛ1 по ТУ 3683-191-00217298-2006



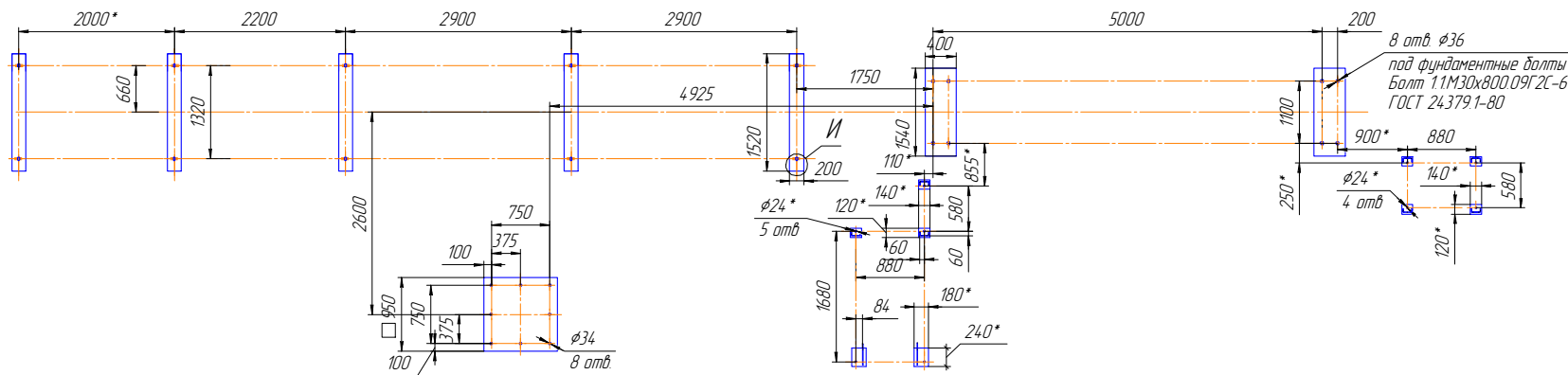
План расположения отверстий под фундаментные болты



Фильтр-грязеуловитель горизонтальный в блочном исполнении ФГГ-1200-4,0-С-Пр-О-Б-УХЛ1 по ТУ 3683-191-00217298-2006



План расположения отверстий под фундаментные болты



Опросный лист на фильтр-грязеуловитель горизонтальный типа ФГГ № _____ количество _____

Вопросы	Ответы
1. Наименование:	
2. Условный диаметр трубопровода, на который устанавливается фильтр.	
3. Рабочее давление в трубопроводе, МПа.	
4. Расчетное давление фильтра, МПа.	
5. Номинальная толщина фильтрации, мм.	
6. Комплектность (да, нет): - фильтр; - тяговый механизм для извлечения фильтрующего элемента; - запасной фильтрующий элемент; - поддон; - площадка обслуживания;	
7. Наименование и состав среды, транспортируемой по трубопроводу.	
8. Характеристика района эксплуатации фильтра: - сейсмичность (балл); - температура рабочей среды, °С; - абсолютная минимальная температура воздуха, °С.	
9. Наружный диаметр, толщина стенки и марка металла трубопровода, присоединяемого к патрубкам входа (выхода) нефти.	
10. Характеристика среды, транспортируемой по трубопроводу (класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, группа взрывоопасности по ГОСТ 12.1.011-78).	
11. Прочие требования по усмотрению составителя опросного листа.	

Наименование, почтовый индекс, почтовый и телеграфный адрес, телефон предприятия, факс, E-mail, для которого заказывается аппарат _____

предприятия, заполнившего опросный лист _____

Должность, Ф.И.О.
ответственного лица

Подпись

Дата

(заверяется печатью)

ООО "ТД "Курганхиммаш"
640007, г. Курган, ул. Химмашевская, 16, e-mail: info@td-khm.ru , www.td-khm.ru
121467, г. Москва, ул. Молдавская, д. 5, e-mail: zakaz@td-khm.ru , www.td-khm.ru

ДЕТАЛИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДОВ РАБОЧИМ ДАВЛЕНИЕМ ДО 10,0 МПа (100 кгс/см²) ТУ 6900-214-00217298-2009

Детали соединительные:

- кольца переходные, предназначенные для соединения деталей и труб одного диаметра с разными толщинами стенок или трубопроводов разного диаметра;

- днища штампованные эллиптические предназначенные для герметизации трубопроводов.

Детали соединительные должны соответствовать следующему ряду рабочих давлений: 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 8,0; 10,0 МПа.

Допускается изготовление деталей соединительных на промежуточные значения рабочего давления по договоренности.

Детали соединительные по условному проходу должны соответствовать следующему ряду: 500, 600, 700, 800, 1000, 1200 мм.

Детали соединительные изготавливаются двух климатических исполнений по ГОСТ 15150: У – для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, УХЛ – для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом.

Минимальная температура стенки трубопровода не должна быть ниже для изделий исполнения: У - минус 40⁰С, УХЛ - минус 60⁰С.

Максимальная температура стенки трубопровода должна быть не выше 150⁰С.

Детали соединительные изготавливаются следующих классов прочности: К50, К52, К54, К56, К58, К60.

Допускается применять детали соединительные промежуточных классов прочности по договоренности.

Пример обозначения при заказе:

Кольцо переходное для соединения трубопроводов наружным диаметром 1016 мм с толщинами стенок 15,3 и 12,3 мм, класса прочности К60, на рабочее давление 8,0 МПа, при коэффициенте работы 0,9, для климатического исполнения УХЛ:

КП 1016(15,3x12,3)-К60-8,0-0,9-УХЛ ТУ 6900-214-00217298-2009.

Кольцо переходное для соединения трубопровода наружным диаметром 1016 мм с толщиной стенки 12,3 мм и наружным диаметром 1020 мм с толщиной стенки 12,3 мм, класса прочности К60, на рабочее давление 8,0 МПа, при коэффициенте работы 0,9, для климатического исполнения УХЛ:

КП 1016x12,3-1020x12,3-К60-8,0-0,9-УХЛ ТУ 6900-214-00217298-2009.

Днище штампованное эллиптическое для трубопровода с наружным диаметром 1016 мм с толщиной стенки 16 мм на рабочее давление 8,0 МПа при коэффициенте работы 0,6, класса прочности К50, для климатического исполнения УХЛ:

ДЭ 1016(16)-К50-8,0-0,6-УХЛ ТУ 6900-214-00217298-2009.