

TRANSFORMER PROTECTOR

Единственное проверенное решение против взрывов трансформаторов

Адаптация для новых трансформаторов



TRANSFORMER PROTECTOR

SERGI

Предотвращение взрывов и возгораний трансформатора, РПН,
маслонаполненных кабельных муфт, от 0.1 МВА

Предотвращение взрывов и возгораний трансформаторов, РПН, маслонаполненных кабельных муфт

TRANSFORMER PROTECTOR

Единственное проверенное решение против взрывов трансформаторов

Адаптация для новых трансформаторов

Редакции документов

Ред.	Ссылка	Дата	Исполнитель	Проверено	Утверждено	Предмет редактирования
N°1	FfTPb01e	09/07/01	DS	SP	PM	Оригинальный документ
N°2	FfTPb02e	05/12/01	SD	PG	PM	Содержание
N°3	FfTPb03e	30/01/02	SD	JK	PM	Содержание
N°4	FfTPb04e	30/10/02	IL	PG	PM	Содержание
N°5	FfTPb05e	23/01/04	IL	PG	PM	Содержание
N°6	FfTPb06e	24/02/04	PG	IL	PM	Содержание
N°7	FfTPpa07e	24/04/06	DM	JW	SP	Содержание
N°8	FfTPpa08e	27/11/08	AAM	FC	PM Amcc081217PhM4	Общая редакция
N°9	FfTPpa09e	20/05/09	AAM	FC	PM	Общая редакция
Редакция не выпущена ввиду необходимости согласования с другими документами по системе TP						
N°30	FfTPpa30e	27/01/10	DaMo	FrCa	PhMa Amcc100127PhMa09	Утверждение
N°31	FfTPpa31e	28/09/11	DaMo	FrCa Spccs110720FrCa1	ArMa Amcd110925ArMa3	Содержание



**ПРИВЕДЕННЫЕ В ТАБЛИЦЕ ДОКУМЕНТЫ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ,
НАПРАВИВ ЗАПРОС В АДРЕС КОМПАНИИ SERGI**

№	Рег. №	Публикации
[1]	AtTPra05b01e	«Изучение предупреждения взрывов масляных трансформаторов: эксперименты и численное моделирование на крупных трансформаторах», Конференция ЕЕА, Крайстчерч, Новая Зеландия, 2008 г.
[2]	AtTPra02b01e	«Сравнение расчетной эффективности предохранительного клапана с эффективностью системы TRANSFORMER PROTECTOR при коротких замыканиях»
[3]	AtTPra03b03e	«Аварии с взрывом и возгоранием трансформатора. Руководство по расчету стоимости ущерба. Экономическое обоснование целесообразности использования системы Transformer Protector»
[4]	AtTPrdab	«Практические рекомендации по противопожарной защите на электростанциях и высоковольтных выпрямительно-преобразовательных станциях», NFPA 850, издание 2010 г.
[5]	AtTPrdac	«Практические рекомендации по противопожарной защите на гидроэлектростанциях», NFPA 851, издание 2010 г.

№	Рег. №	Сопутствующие документы
[6]	AtTPrtfa	Сертификат лаборатории CEPTEL
[7]	FtTPgd	Брошюра
[8]	FtTPpa	Доработка на новых трансформаторах
[9]	FtTPpb	Доработка на существующих трансформаторах
[10]	FtTPpc	Установка, ввод в эксплуатацию и испытания на объекте
[11]	FtTPpd	Эксплуатация, техобслуживание и периодические испытания
[12]	FtTPdb	Описание ТР для использования при составлении технических требований Заказчика

Отказ от ответственности

Компания SERGI не делает прямых заявлений и не дает гарантий относительно сведений, изложенных в данном руководстве. Мы оставляем за собой право вносить исправления или изменять технические характеристики описанного оборудования. Информация, содержащаяся в данном руководстве, предназначена исключительно для общего использования заказчиком. Заказчикам следует знать, что разработки в области защиты трансформаторов защищены многочисленными патентами. Все наши заказчики должны следить за тем, чтобы использование оборудования не нарушало патентных прав.

Контактная информация

SERGI France

186 avenue du Général de Gaulle
P.O. Box 90 78260 Achères France

Тел.: (+33) 1 39 22 48 40 | Факс: (+33) 1 39 22 11 11



Адрес в сети Интернет:

<http://www.sergi-france.com>

Адреса эл. почты:

sergi@sergi-france.com | project@sergi-france.com | sales@sergi-france.com | quality@sergi-france.com
marketing@sergi-france.com | research@sergi-france.com | development@sergi-france.com
after.sales@sergi-france.com



ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ	12
1.1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ TRANSFORMER PROTECTOR	12
1.1.1	Рекомендуемые области применения	12
1.1.2	Эффективность	12
1.1.3	Основные выпускающиеся конфигурации системы TP	13
1.1.4	Принципы компоновки	16
1.1.4.1	Модуль депрессюризации (МД)	16
1.1.4.2	Бак отделения масла и газов (БОМГ)	16
1.1.4.3	Модуль отвода взрывоопасных газов (МОВГ)	16
1.1.4.4	Модуль подачи инертного газа (МПИГ)	16
1.2	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	19
1.2.1	Требование к порогу срабатывания клапана сброса давления	19
1.2.2	Электрическая защита	19
1.2.3	Хранение	19
2	КОМПОНОВКА МОДУЛЯ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ	20
2.1	ВЕРТИКАЛЬНАЯ СТАНДАРТНАЯ КОМПОНОВКА МД	20
2.1.1	Общий вид	20
2.1.1.1	Вертикальный модуль депрессюризации	21
2.2	АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОМПОНОВКА	22
2.2.1	Общий вид 45° модуля депрессюризации	22
2.2.1.1	45° модуль депрессюризации	23
2.2.2	Горизонтальный модуль депрессюризации, общий вид	24
2.2.2.1	Горизонтальный модуль депрессюризации	25
3	КОМПОНОВКА БАКА ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ	26
3.1	СТАНДАРТНАЯ КОМПОНОВКА ВСТРОЕННОГО БАКА ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ	26
3.2	АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОМПОНОВКА	27
3.2.1	Настенный бак отделения масла и газов	27
3.2.2	Приподнятый бак отделения масла и газов	28
4	КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ ДЛЯ ДОРАБОТКИ	29
5	РАЗМЕРЫ МОДУЛЯ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА	30
5.1	СТАНДАРТНЫЕ РАЗМЕРЫ	30
6	АНАЛИЗ СОЕДИНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА	31
6.1	ОБЩИЙ ОБЗОР	31
6.2	ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ	32
6.2.1	Модуль депрессюризации	32
6.2.2	Вертикальный модуль депрессюризации	33
6.2.2.1	Общие сведения	33
6.2.2.2	Элемент доработки вертикального МД	33
6.2.3	45° Модуль депрессюризации	33
6.2.3.1	Общие сведения	33
6.2.3.2	Элемент доработки 45° МД	33
6.2.4	Горизонтальный модуль депрессюризации	34
6.2.4.1	Общие сведения	34
6.2.4.2	Элемент доработки горизонтального МД	34
6.2.5	Модуль депрессюризации устройства РПН	35
6.2.5.1	Общие сведения	35
6.2.6	Разработка элемента доработки для внутреннего устройства РПН	35
6.2.7	Модуль депрессюризации внешнего устройства РПН	37
6.2.7.1	Общие сведения	37
6.2.7.2	Разработка патрубка и фланца доработки внешнего устройства РПН	37
6.2.8	Модуль депрессюризации маслonaполненной кабельной муфты/маслonaполненной кабельной муфты ввода	38
6.2.8.1	Общие сведения	38



6.2.8.2	Разработка патрубка и фланца доработки МКМ/МКМВ	38
6.2.9	<i>Подача инертного газа</i>	39
6.2.9.1	Подача инертного газа в трансформатор	39
6.2.9.2	Подача инертного газа во внутреннее устройство РПН	39
6.2.9.3	Подача инертного газа во внешнее устройство РПН	40
6.2.9.4	Подача инертного газа в МКМ	40
6.2.10	<i>Электрические соединения трансформатора с системой ТР</i>	40
7	ОПИСАНИЕ КОМПОНЕНТОВ СИСТЕМЫ ТР	41
7.1	Модуль ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	41
7.1.1	<i>Вертикальный модуль депрессюризации</i>	41
7.1.2	<i>45° модуль депрессюризации</i>	42
7.1.3	<i>Горизонтальный модуль депрессюризации</i>	43
7.1.4	<i>Модуль депрессюризации внутреннего устройства РПН со стальной крышкой</i>	44
7.1.5	<i>Подпорка МД внутреннего устройства РПН с алюминиевой крышкой</i>	45
7.1.6	<i>Модуль депрессюризации внешнего устройства РПН</i>	46
7.1.7	<i>Модуль депрессюризации маслonaполненной кабельной муфты</i>	47
7.2	ДЕКОМПРЕССИОННАЯ КАМЕРА	48
7.3	РАЗРЫВНОЙ ДИСК	49
7.4	АМОРТИЗАТОР	50
7.5	ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ	51
7.6	ГАСИТЕЛИ ВИБРАЦИИ	52
7.7	ШКАФ СИСТЕМЫ ТР	53
7.7.1	<i>Общие сведения о шкафе ТР с одним баллоном</i>	53
7.7.2	<i>Общие сведения о шкафе ТР с двумя баллонами</i>	54
7.7.3	<i>Шкаф системы ТР</i>	55
7.7.3.1	Шкаф ТР и вентиляционные каналы	56
7.7.3.2	Распределительный трубопровод шкафа ТР	56
7.7.3.3	Шкаф ТР с одним соединением ТПИГ	56
7.7.3.4	Шкаф ТР с двумя соединениями ТПИГ	57
7.7.3.5	Баллон инертного газа	57
7.7.3.6	Термостат и подогреватель	57
7.7.3.7	Модуль подачи инертного газа	58
7.7.3.8	Устройство пуска для баллона инертного газа	58
7.8	БАК ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ	59
7.8.1	<i>Стандартная конфигурация БОМГ</i>	59
7.8.1.1	Разработка интегрированного бака отделения масла и газов	59
7.8.2	<i>Альтернативный БОМГ стандартной конфигурации</i>	60
7.8.2.1	Настенный бак отделения масла и газов	60
7.8.2.2	Приподнятый бак отделения масла и газов	61
7.9	МОДУЛЬ ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ	62
7.9.1	<i>Клапан отсечки воздуха</i>	62
7.10	ВЕНТИЛЯЦИОННЫЙ ШТУЦЕР	63
7.11	МОДУЛЬ ОБРАТНОГО КЛАПАНА ДЛЯ ТПИГ	64
7.11.1	<i>Ручные шаровые клапаны</i>	64
7.11.2	<i>Разгрузочно-предохранительный клапан</i>	65
7.11.3	<i>Обратный клапан</i>	66
7.12	ПРИМЕНЕНИЕ С УСТРОЙСТВОМ ФИЛЬТРАЦИИ МАСЛА	67
7.13	СОЕДИНЕНИЕ ТПИГ	68
7.13.1	<i>Электроклапан</i>	69
7.14	КОМПЛЕКТ ИЗОЛИРУЮЩЕГО ФЛАНЦА	71
7.15	ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР	72
7.15.1	<i>Общие сведения</i>	72
7.15.2	<i>Описание компонентов ЛТД</i>	73
7.15.2.1	Кабель линейного термодетектора	73
7.15.2.2	Огнестойкий кабель	76
7.15.2.3	3-х контактная соединительная коробка	76
7.15.2.4	2-х контактная соединительная коробка	77



7.15.2.5	Кронштейн соединительной коробки	77
7.16	СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СИСТЕМЫ ТР	77
7.16.1	Описание пульта управления.....	77
7.16.1.1	Общие сведения.....	77
7.16.1.2	Пульт управления.....	78
7.16.2	Шкаф с пультом управления (опция)	80
8	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ	81
8.1	СОЕДИНЕНИЕ СИСТЕМНЫХ КОМПОНЕНТОВ	81
8.2	ОПЕРАЦИОННАЯ ЛОГИКА	82
8.3	ДАТЧИКИ ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА.....	84
8.3.1	Одинарный датчик открытия разрывного диска	84
8.3.2	Двойной датчик открытия разрывного диска (Опция)	84
8.4	ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ	85
8.5	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ	85
8.6	ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР	85
8.7	ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОЕДИНЕНИЕ ШКАФА СИСТЕМЫ ТР	85
8.8	ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ.....	86
9	ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДАМ (КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ ЗАКАЗЧИКА)	87
9.1	ТРУБА ДЛЯ СЛИВА МАСЛА.....	87
9.2	ТРУБА ОТВОДА ГАЗОВ.....	89
9.2.1	ТОГ ВМД.....	89
9.2.2	ТОГ ГМД	90
9.3	ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ	91
9.3.1	ТОВГ с ИБОМГ	91
9.3.2	ТОВГ с НБОМГ	92
9.3.3	ТОВГ с ПБОМГ	93
9.4	ТРУБА ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА	94
9.5	ПОДПОРКИ.....	95
9.5.1	Подпорка модуля депрессюризации	95
9.5.2	Подпорки для труб слива масла.....	96
9.5.3	Подпорки для трубы отвода взрывоопасных газов	98
9.5.4	Подпорки для трубы подачи инертного газа.....	99
9.5.5	Подпорки для приподнятого бака отделения масла и газов	100
10	ОПЦИИ.....	102
10.1	Клапан расширительного бака	102
10.2	Защита от двойной неисправности	102
10.3	Устройство пуска для баллона инертного газа	103
10.3.1	Устройство ручного пуска для баллона инертного газа.....	103
10.3.2	Устройство автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа	103
10.3.3	Быстродействующий разъем.....	104
10.4	Соединение ETHERNET с системой SCADA	105
10.5	Комплект блокировки изолирующего вентиля	106
10.6	Шкаф ТР	106
10.6.1	Модуль освещения для шкафа ТР	106
10.6.2	Модуль звуковой сигнализации шкафа ТР	106
10.6.3	Гигростат	106
10.6.4	Клапаны ТПИГ.....	106
10.6.5	Автономная сухая батарея	107
11	КОМПОНЕНТЫ, НЕ ПОСТАВЛЯЕМЫЕ КОМПАНИЕЙ SERGI	108
12	ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	109
13	ГЛОССАРИЙ	110



ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рис.1. СИСТЕМА TRANSFORMER PROTECTOR, тип ТР	14
Рис.2. СИСТЕМА TRANSFORMER PROTECTOR, тип ТРА	14
Рис. 3. СИСТЕМА TRANSFORMER PROTECTOR, тип ТРВ	15
Рис.4. СИСТЕМА TRANSFORMER PROTECTOR, тип ТРАВ	15
Рис.5. СТАНДАРТНАЯ КОМПОНОВКА СИСТЕМЫ ТР (ВМД)	20
Рис. 6. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	21
Рис.7. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	21
Рис. 8. 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	22
Рис. 9. 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	23
Рис. 10. 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ.....	23
Рис.11. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	24
Рис. 12. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ, ВИД СПЕРЕДИ.....	25
Рис.13. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	25
Рис. 14. ВМД и МД РПН с ИБОМГ	26
Рис. 15. ВСТРОЕННЫЙ БАК ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ , ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ.....	26
Рис. 16. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МД И УСТРОЙСТВО РПН с НБОМГ	27
Рис. 17. НБОМГ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	27
Рис. 18. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МД с ПБОМГ	28
Рис. 19. ПБОМГ, ИЗОМЕТРИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	28
Рис.20. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ МД.....	32
Рис. 21. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ ВЕРТИКАЛЬНОГО МД	33
Рис.22. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ 45° МД.....	33
Рис.23. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО МД.....	34
Рис. 24. ДОРАБОТКА МД ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА РПН(MR).....	36
Рис. 25. ДОРАБОТКА МД ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА РПН (ABB).....	36
Рис. 26. ДОРАБОТКА ДЛЯ МД ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА РПН.....	36
Рис.27. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ МД ВНЕШНЕГО УСТРОЙСТВА РПН	37
Рис.28. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ МД МКМ	38
Рис.29. ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ МД МКМВ	39
Рис.30. ПАТРУБОК ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА В ТРАНСФОРМАТОР	39
Рис.31. ПАТРУБОК ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА В УСТРОЙСТВО РПН	40
Рис.32. ПАТРУБОК ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА В МКМ	40
Рис. 33. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	41
Рис.34. 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	42
Рис.35. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ	43
Рис.36. МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ УСТРОЙСТВ РПН АBB И MR	44
Рис. 37. МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ С ПОДПОРКОЙ ДЛЯ УСТРОЙСТВА РПН С АЛЮМИНИЕВОЙ КРЫШКОЙ.....	45
Рис. 38. МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ ВНЕШНЕГО УСТРОЙСТВА РПН	46
Рис. 39. МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ МКМ	47
Рис.40. МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ МКМ	48
Рис.41. ВЕРТИКАЛЬНАЯ, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ И 45° ДЕКОМПРЕССИОННАЯ КАМЕРА	48
Рис.42. РАЗРЫВНОЙ ДИСК.....	49
Рис.43. АМОТИЗАТОР	50
Рис.44. ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ	51
Рис.45. ГАСИТЕЛЬ ВИБРАЦИИ ВМД.....	52
Рис.46. ГАСИТЕЛЬ ВИБРАЦИИ 45°МД.....	52
Рис. 47. ГАСИТЕЛЬ ВИБРАЦИИ ГМД.....	52
Рис.48. УСТАНОВЛЕННЫЙ ШКАФ ТР С ОДНИМ БАЛЛОНОМ.....	53
Рис.49. УСТАНОВЛЕННЫЙ ШКАФ ТР С ДВУМЯ БАЛЛОНАМИ.....	54
Рис.50. РАСПОЛОЖЕНИЕ ШКАФА ТР БЕЗ ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКИ	55
Рис.51. РАСПОЛОЖЕНИЕ ШКАФА ТР С ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКОЙ	55
(А)СИСТЕМА ТР В КОНФИГУРАЦИИ ТР (В) СИСТЕМА ТР В КОНФИГУРАЦИИ ТРА, ТРА И ТРАВ.....	56
Рис.52. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД ДЛЯ ШКАФА ТР С ОДНИМ БАЛЛОНОМ.....	56
Рис.53. ШКАФ ТР С ОДНИМ СОЕДИНЕНИЕМ ТПИГ	56



Рис.54. Шкаф ТР с двумя соединениями ТПИГ	57
Рис.55. ТЕРМОСТАТ и ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ШКАФА ТР.....	57
Рис.56. УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУСКА ДЛЯ БАЛЛОНА ИНЕРТНОГО ГАЗА	58
Рис.57. ИНТЕГРИРОВАННЫЙ БОМГ (ИБОМГ)	59
Рис.58. НБОМГ, УСТАНОВЛЕННЫЙ НА ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКЕ	60
Рис.59. ПБОМГ ДЛЯ КОНФИГУРАЦИИ ТРА	61
Рис.60: КЛАПАН ОТСЕЧКИ ВОЗДУХА	62
Рис.61: РАСПОЛОЖЕНИЕ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ШТУЦЕРОВ НА ТПИГ	63
Рис.62: Ручные клапаны.....	64
Рис.63: ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН, РАСПОЛОЖЕННЫЙ НА ТПИГ	65
Рис.64: ОБРАТНЫЙ КЛАПАН, УСТАНОВЛЕННЫЙ НА ТПИГ.....	66
Рис.65: СОЕДИНЕНИЕ ТПИГ С УСТРОЙСТВОМ РПН, КОТОРОЕ ОСНАЩЕНО УСТРОЙСТВОМ ФИЛЬТРАЦИИ МАСЛА	67
Рис.66: СОЕДИНЕНИЕ ТПИГ С УСТРОЙСТВОМ РПН БЕЗ УФМ	69
Рис.67: ЭЛЕКТРОКЛАПАН ДЛЯ ТОГ ГМД.....	69
Рис. 68: ЭЛЕКТРОКЛАПАН ДЛЯ УФМ РПН.....	70
Рис.69: ЭЛЕКТРОКЛАПАН ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРА И УСТРОЙСТВА РПН	70
Рис.70: КОМПЛЕКТ ИЗОЛИРУЮЩЕГО ФЛАНЦА.....	71
Рис.71:РАСПОЛОЖЕНИЕ КОМПЛЕКТА ИЗОЛИРУЮЩЕГО ФЛАНЦА ДЛЯ ПОКАЗАННОГО ПРИМЕРА	72
Рис.72: Вид установленного комплекта ЛТД	72
Рис.73: КОМПЛЕКТ ЛТД	73
Рис.74: КАБЕЛЬ ЛИНЕЙНОГО ТЕРМОДЕТЕКТОРА.....	74
Рис.75: РАЗОМКНУТЫЙ ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР	74
Рис.76: ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР ЗАМЫКАЕТСЯ ПРИ АВАРИЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ	75
Рис.77: КАБЕЛЬ ЛИНЕЙНОГО ТЕРМОДЕТЕКТОРА.....	75
Рис78.: ОГНЕСТОЙКИЙ КАБЕЛЬ.....	76
Рис.79: 3-х КОНТАКТНАЯ СОЕДИНИТЕЛЬНАЯ КОРОБКА.....	76
Рис.80: ДВУХКАНАЛЬНАЯ СОЕДИНИТЕЛЬНАЯ КОРОБКА	77
Рис.81: МОНТАЖНЫЕ КРОНШТЕЙНЫ.....	77
Рис.82: ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ, УСТАНОВЛЕННЫЙ В ДИСПЕТЧЕРСКОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	78
Рис.83: ПРИМЕР ПУЛЬТА УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ТРА.....	79
Рис.84: ШКАФ С ПУЛЬТОМ УПРАВЛЕНИЯ.....	80
Рис. 85: ШКАФ С ПУЛЬТОМ УПРАВЛЕНИЯ.....	80
Рис.86: ПРИМЕР СХЕМЫ КАБЕЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....	81
Рис.87: СТАНДАРТНАЯ ОПЕРАЦИОННАЯ ЛОГИКА	82
Рис.88: СТАНДАРТНАЯ ЛОГИКА ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА.....	83
Рис.89: ОДИНАРНЫЙ ДАТЧИК ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА.....	84
Рис.90: ДВОЙНОЙ ДАТЧИК ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА.....	84
Рис.91: ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ	85
Рис. 92:ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ШКАФА ТР	85
Рис. 93: ГИГРОСТАТ	85
Рис. 94: Модуль звуковой сигнализации шкафа ТР.....	86
Рис.95: Модуль освещения для шкафа ТР.....	86
Рис.96: ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ АКТИВАТОР	86
Рис.97: ТРУБА ДЛЯ СЛИВА МАСЛА (ЗЕЛЕНЫЙ ТРУБОПРОВОД) – ВМД С ИБОМГ	87
Рис.98: ТРУБА ДЛЯ СЛИВА МАСЛА (ЗЕЛЕНЫЙ ТРУБОПРОВОД) – 45°МД С ИБОМГ	88
Рис.99: ТРУБА ДЛЯ СЛИВА МАСЛА (ЗЕЛЕНЫЙ ТРУБОПРОВОД) – ГМД С ИБОМГ	88
Рис.100: ТРУБА ОТВОДА ГАЗОВ (ЗЕЛЕНЫЙ ТРУБОПРОВОД) – ВМД.....	89
Рис.101: ТРУБА ОТВОДА ГАЗОВ (ЗЕЛЕНЫЙ ТРУБОПРОВОД) – ГМД	90
Рис. 102: МОНТАЖНЫЕ КОМПОНЕНТЫ ТРУБЫ ОТВОДА ГАЗОВ	90
Рис.103: ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ БЕЗ ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКИ (ИБОМГ)	91
Рис. 104: ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ С ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКОЙ (ИБОМГ).....	91
Рис.105: ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ С ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКОЙ (НБОМГ)	92
Рис. 106: ТОВГ НА РАССТОЯНИИ 5 м ОТ ТРАНСФОРМАТОРА И ОКРУЖАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	92
Рис. 107: ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ С ОГНЕУПОРНОЙ СТЕНКОЙ (ПБОМГ).....	93
Рис. 108: ТОВГ НА РАССТОЯНИИ 5 м ОТ ТРАНСФОРМАТОРА И ОКРУЖАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	93
Рис. 109: ТРУБА ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА ОТ ШКАФА ТР ДО ТРАНСФОРМАТОРА	94



Рис.110: Труба подачи инертного газа от шкафа ТР на устройство РПН	94
Рис. 111: I-образный кронштейн	95
Рис.112: Примеры подпорок для трубы слива масла.....	96
Рис. 113: Пример подпорки для трубы слива масла, установка через каждые 2,5 м	96
Рис.114: Пример подпорки для трубы слива масла	97
Рис. 115: Пример подпорки для трубы слива масла, закрепленной на огнеупорной стенке	97
Рис. 116: Пример подпорки для трубы отвода взрывоопасных газов.	98
Рис. 117: Пример подпорки для трубы отвода взрывоопасных газов, установленной через каждые 2,5 м.....	98
Рис. 118: Пример подпорки для трубы подачи инертного газа	99
Рис. 119: Пример подпорки для трубы подачи инертного газа, установленной через каждые 2,5 м.....	99
Рис. 120: Подпорка для ПБОМГ	100
Рис. 121: Подпорка для ПБОМГ, прикрепляемая к трансформатору	101
Рис. 122: Две структурные подпорки для ПБОМГ	101
Рис. 123: Подпорка для ПБОМГ, прикрепляемая к огнеупорной стенке	101
Рис.124: Клапан консерватора.....	102
Рис. 125: Устройство ручного пуска для баллона инертного газа.....	103
Рис. 126: Устройство автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа.....	104
Рис. 127:Быстродействующий разъем	105
Рис. 128: Комплект блокировки изолирующего вентиля	106



ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1. СТАНДАРТНЫЕ КОМПОНЕНТЫ СИСТЕМЫ ТР В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ТР	29
Таблица 2. СТАНДАРТНЫЕ РАЗМЕРЫ МОДУЛЯ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ	30
Таблица 3. РАЗМЕРЫ МД УСТРОЙСТВА РПН И МКМ/МКМВ В СООТВЕТСТВИИ С РАЗМЕРАМИ МД ТРАНСФОРМАТОРА	30
Таблица 4: РАЗМЕРЫ СТАНДАРТНОГО МОДУЛЯ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ	102
Таблица 5: КОМПОНЕНТЫ, НЕ ВХОДЯЩИЕ В КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ СИСТЕМЫ ТР	108

АННОТАЦИЯ

Настоящий документ предназначен для руководителей проекта, начальников электроотдела и субподрядчиков. В нем описаны все этапы подготовки к монтажу системы TRANSFORMER PROTECTOR (TP) на новых трансформаторах (находящихся в процессе производства).

В **главе 1** излагаются основные сведения о системе TP, а также принципы ее действия, приводится описание выпускающихся типов и рекомендуемые области применения.

В **главе 2** описано стандартное исполнение модуля депрессюризации и альтернативные варианты исполнения.

В **главе 3** приведено стандартное исполнение бака отделения масла и газов и альтернативные варианты исполнения.

В **главе 4** приводится комплектация поставки для доработки системы TP на новых трансформаторах.

В **главе 5** приведены габариты модуля депрессюризации (МД) для трансформаторов различной мощности.

В **главе 6** описан анализ подсоединяемых к трансформатору элементов.

В **главе 7** описаны элементы системы TP.

В **главе 8** приведена схема электромонтажа системы TP.

В **главе 9** приводятся требования к трубопроводам при установке системы TP.

В **главе 10** описываются дополнительные принадлежности, которые могут быть приобретены клиентом.

В **главе 11** перечислено оборудование, которое не входит в комплект поставки системы TP.

В **главе 12** приводится таблица используемых сокращений.

В **главе 13** приводится глоссарий по элементам системы TP.

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ TRANSFORMER PROTECTOR

TRANSFORMER PROTECTOR (TP) представляет собой систему предотвращения взрывов и возгорания трансформатора, пригодную для установки на масляных трансформаторах, регуляторах напряжения под нагрузкой (устройство РПН), маслонаполненных кабельных муфтах (МКМ) и маслонаполненных кабельных муфтах вводов (МКМВ) любого типа. При возникновении короткого замыкания система TP срабатывает по первому фронту динамического давления от ударной волны в течение нескольких миллисекунд, предотвращая взрыв трансформатора до начала нарастания статического давления.

1.1.1 РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Примеры применения моделей системы TP приведены ниже, см. Рис. 1, 2, 3 и 4. Модели TP, ТРА, ТРВ и ТРАВ используются на трансформаторах, установленных в помещениях и вне помещений. При срабатывании взрывоопасное масло и газы отводятся в бак отделения масла и газов (БОМГ), где они разделяются. Взрывоопасные газы отводятся в удаленную зону, где они выводятся без опасности возможного вывода из строя оборудования электростанции.

Обе модели можно использовать на трансформаторах в следующих областях применения:

- Электростанции (особенно гидроэлектростанции, на которых трансформаторы расположены под землей в туннелях под плотинами);
- Промышленные предприятия (когда трансформаторы расположены рядом с производственными цехами или офисными помещениями);
- Подстанции открытого типа, расположенные в пределах городской черты или около зданий или домов;
- Подстанции открытого типа, которые не оснащены маслоотводными каналами и удаленными маслоприемниками;
- Внутренние и открытые предприятия с высоким риском взрыва, такие как нефтеперерабатывающие заводы и морские платформы;
- Тяговые подстанции, питающие железнодорожную сеть;
- Подземные электрические распределительные сети;
- Объекты, представляющие зону повышенного риска для окружающей среды.

1.1.2 ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Результаты исследований следующие

- Разрывной диск системы TP полностью открывается в течение промежутка времени от 0,5 сек до нескольких миллисекунд, в зависимости от энергии, переданной маслу дугой короткого замыкания.
- Кроме того, время открытия разрывного диска зависит от мощности короткого замыкания. При больших значениях градиента давления полное открытие диска происходит быстрее, чем при меньших градиентах давления.
- Модуль депрессюризации системы TP позволяет нормализовать давление основного



бака, устройства РПН, МКМ и МКМВ в течение единиц миллисекунд.

- Для обеспечения вышеуказанных результатов, рабочий диаметр модуля депрессюризации варьируется от Ду100 до Ду300 (от 4 до 12 дюймов), в зависимости от размера и мощности трансформатора.

1.1.3 ОСНОВНЫЕ ВЫПУСКАЮЩИЕСЯ КОНФИГУРАЦИИ СИСТЕМЫ ТР

- **Тип ТР**, **рис. 1**, предназначается для трансформаторов от 0,1 МВА до 1000 МВА и выше, устанавливаемых внутри помещений или вне помещений. В данном типе, в случае короткого замыкания внутри трансформатора, депрессюризацию обеспечивает модуль депрессюризации трансформатора (поз. 6-9). Выбрасываемая смесь масла и газов направляется в бак отделения масла и газов (поз. 22). Газы вытесняются через трубу для отвода взрывоопасных газов (поз. 23) за пределы здания или в отдаленное место, где они могут сгорать, не представляя опасности. Клапан отсечки воздуха (поз. 24) установлен на конце трубы для отвода взрывоопасных газов (поз. 23), чтобы не допустить проникновение воздуха в бак отделения масла и газов (поз. 22) или в бак трансформатора.
- **Тип ТРА**, **рис. 2**, предназначен для трансформаторов от 0,1 МВА до 1000 МВА и выше, устанавливаемых внутри помещений или вне помещений. В данном типе, в случае короткого замыкания внутри трансформатора, депрессюризацию обеспечивают модули депрессюризации трансформатора и устройства РПН (поз. 6-9 и 12-13). Выбрасываемая смесь масла и газов направляется в бак отделения масла и газов (поз. 22). Газы вытесняются через трубу для отвода взрывоопасных газов (поз. 23) за пределы здания или в отдаленное место, где они могут сгорать, не представляя опасности. Клапан отсечки воздуха (поз. 24) установлен на конце трубы для отвода взрывоопасных газов (поз. 23), чтобы не допустить проникновение воздуха в бак отделения масла и газов (поз. 22) или в бак трансформатора.
- **Тип ТРВ**, **рис. 3**, предназначен для трансформаторов от 0,1 МВА до 1000 МВА и выше, устанавливаемых внутри помещений или вне помещений. В данном типе, в случае короткого замыкания внутри трансформатора, депрессюризацию обеспечивают модули депрессюризации трансформатора и МКМ (поз. 6-9 и 26-28). Выбрасываемая смесь масла и газов направляется в бак отделения масла и газов (поз. 22). Газы вытесняются через трубу для отвода взрывоопасных газов (поз. 23) за пределы здания или в отдаленное место, где они могут сгорать, не представляя опасности. Клапан отсечки воздуха (поз. 24) установлен на конце трубы для отвода взрывоопасных газов (поз. 23), чтобы не допустить проникновение воздуха в бак отделения масла и газов (поз. 22) или в бак трансформатора.
- **Тип ТРАВ**, **рис. 4**, предназначен для трансформаторов от 0,1 МВА до 1000 МВА и выше, устанавливаемых внутри помещений или вне помещений. В данном типе, в случае короткого замыкания внутри трансформатора, депрессюризацию обеспечивают модули депрессюризации трансформатора, устройства РПН и МКМ (поз. 6-9, 12-13 и 26-28). Выбрасываемая смесь масла и газов направляется в бак отделения масла и газов (поз. 22). Газы вытесняются через трубу отвода взрывоопасных газов (поз. 23) за пределы здания или в отдаленное место, где они могут сгорать, не представляя опасности. Клапан отсечки воздуха (поз. 24) установлен на конце трубы для отвода



взрывоопасных газов (поз. 23), чтобы не допустить проникновение воздуха в бак отделения масла и газов (поз. 22) или в бак трансформатора.

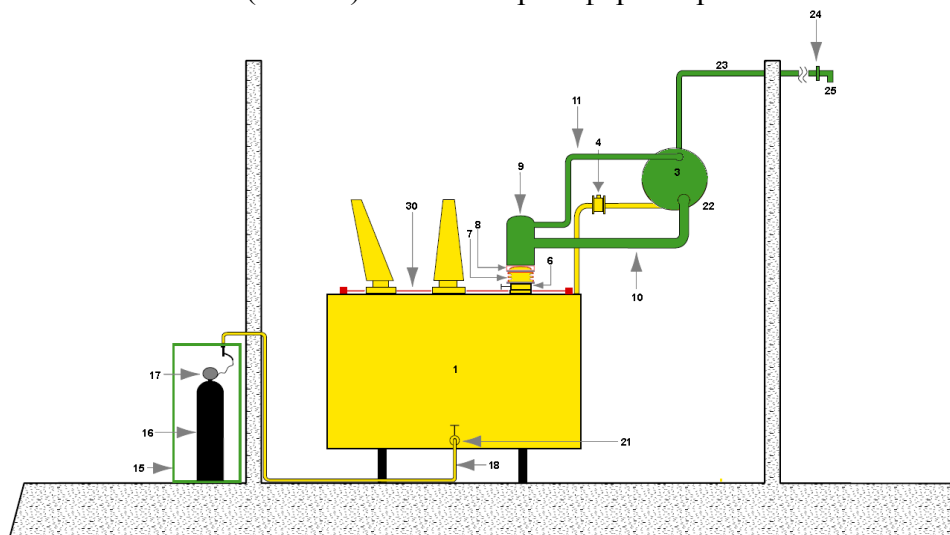


Рис.1. Система TRANSFORMER PROTECTOR, тип TP

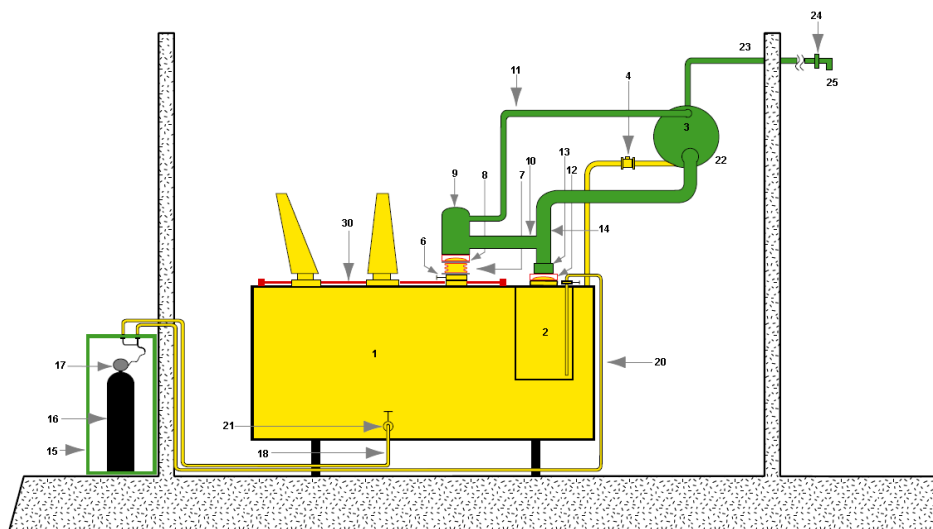


Рис.2. Система TRANSFORMER PROTECTOR, тип TPA

ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	СОКР.	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	СОКР.
1	Трансформатор	-	14	Труба для сброса масла из РПН	ТСМ РПН
2	Регулятор напряжения под нагрузкой	РПН	15	Шкаф ТР	-
3	Бак консерватора	-	16	Баллон с инертным газом	-
4	Реле Бухгольца	-	17	Электрический активатор	ЭА
6	Отсекающий вентиль	ИВ	18	Труба подачи инертного газа в трансформатор	ТПИГ
7	Амортизатор	Ам	20	Труба подачи инертного газа в РПН	ТПИГ РПН
8	Разрывной диск	РД	21	Вентиль/вентили для подключения трубы подачи инертного газа в трансформатор	ВПИГ
9	Декомпрессионная камера	ДК	22	Встроенный бак отделения масла и газов	ИБОМГ
10	Труба для слива масла	ТСМ	23	Труба для отвода взрывоопасных газов	ТОВГ
11	Труба для отвода газов	ТОГ	24	Клапан отсечки воздуха	КОВ
12	Разрывной диск РПН	РД РПН	25	Взрывоопасные газы отведены в безопасное место	-
13	Декомпрессионная камера РПН	ДК РПН	30	Линейный термодетектор	ЛТД

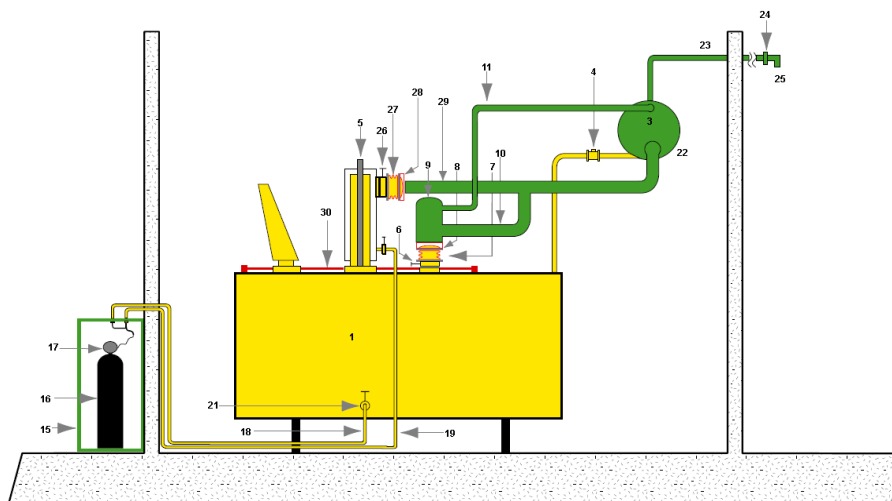


Рис. 3. Система TRANSFORMER PROTECTOR, тип TPB

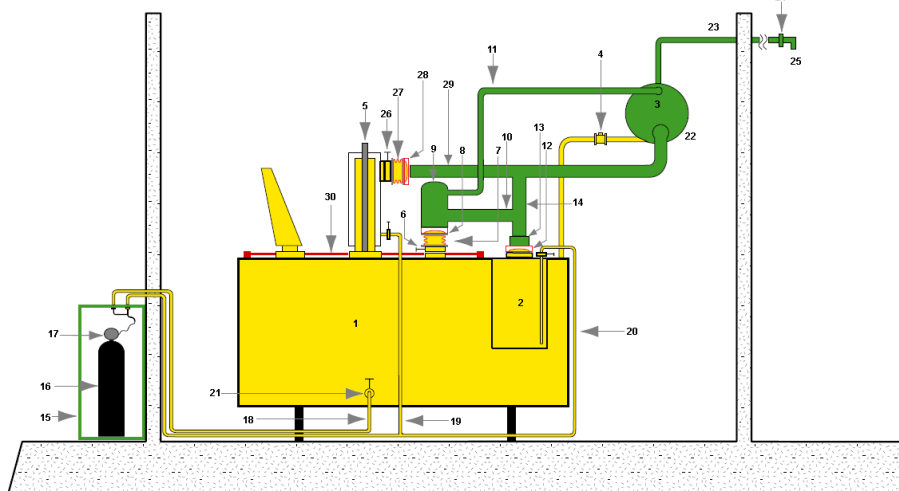


Рис.4. Система TRANSFORMER PROTECTOR, тип TPAB

ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	СОКР.	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	СОКР.
1	Трансформатор	-	16	Баллон с инертным газом	-
2	Регулятор напряжения под нагрузкой	РПН	17	Электрический активатор	ЭА
3	Бак консерватора	-	18	Труба подачи инертного газа в трансформатор	ТПИГ
4	Реле Бухгольца	-	19	Труба подачи инертного газа в МКМ	ТПИГ МКМ
5	Маслонаполненная кабельная муфта	МКМ	20	Труба подачи инертного газа в РПН	ТПИГ РПН
6	Отсекающий вентиль	ИВ	21	Вентиль/вентили для подключения трубы подачи инертного газа в трансформатор	ВПИГ
7	Амортизатор	Ам	22	Встроенный бак отделения масла и газов	ИБОМГ
8	Разрывной диск	РД	23	Труба для отвода взрывоопасных газов	ТОВГ
9	Декомпрессионная камера	ДК	24	Клапан отсечки воздуха	КОВ
10	Труба для слива масла	ТСМ	25	Взрывоопасные газы отведены в безопасное место	-
11	Труба для отвода газов	ТОГ	26	Изолирующий вентиль маслонаполненной кабельной муфты	ИВ МКМ
12	Разрывной диск РПН	РД РПН	27	Амортизатор маслонаполненной кабельной муфты	Ам МКМ
13	Декомпрессионная камера РПН	ДК РПН	28	Разрывной диск маслонаполненной кабельной муфты	РД МКМ
14	Труба для сброса масла из РПН	ТСМ РПН	29	Труба для сброса масла из маслонаполненной кабельной муфты	ТСМ МКМ
15	Шкаф ТР	-	30	Линейный термодатчик	ЛТД



1.1.4 ПРИНЦИПЫ КОМПОНОВКИ

Система ТР состоит из нескольких модулей, каждый из которых выполняет свою функцию, см. рис. 1, 2, 3 и 4.

1.1.4.1 Модуль депрессюризации (МД)

Благодаря своей механической конструкции система ТР способна сбросить давление в трансформаторе без необходимости применения внешнего сигнала запуска. МД сработает даже при отсутствии напряжения питания. МД включает в себя разрывной диск (поз. 8, 12 и 28), который сбрасывает избыточное давление в течение единиц миллисекунд, и декомпрессионную камеру (поз. 9 и 13) для обеспечения высокоскоростной депрессюризации.

МД трансформатора, РПН и МКМ (поз. 6-9, 12-13 и 26-28) предотвращают взрыв трансформатора, устройства РПН и МКМ в случае короткого замыкания и возникновения избыточного давления внутри трансформатора.

1.1.4.2 Бак отделения масла и газов (БОМГ)

БОМГ (поз. 22) принимает и разделяет выбрасываемую смесь масла и горючих взрывоопасных газов. Он не может использоваться одновременно и другими, расположенными рядом системами ТР.

1.1.4.3 Модуль отвода взрывоопасных газов (МОВГ)

МОВГ (поз. 23-25) выводит все газы в зону, удаленную от трансформатора и окружающего оборудования.

1.1.4.4 Модуль подачи инертного газа (МПИГ)

МПИГ создает безопасную среду внутри трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии) после завершения процесса депрессюризации путем подачи инертного газа. МПИГ состоит из одного шкафа ТР с комплектом труб с двумя соединениями для непропорционального распределения инертного газа, соответственно, в трансформатор, устройство РПН и МКМ; гибкого шланга для соединения комплекта труб с баллоном инертного газа; одного редуктора давления для плавного впуска инертного газа; одного баллона инертного газа с манометром и одного подогревателя с термостатом.

Поток инертного газа вытесняет взрывоопасные газы в удаленную зону, предотвращает контакт воздуха (кислорода) с самовозгорающимися газами и дополнительно охлаждает трансформатор.

Инертный газ понижает температуру масла, находящегося в контакте с:

- локально нагретыми газами, от 1000 до 2000°C (1832 и 3632 °F), образованными электрической дугой, и
- нагретыми металлическими деталями, до 680°C (1256 °F) для алюминия или 1080°C (1976 °F) для медных обмоток.



Длительность процесса подачи инертного газа составляет около 45 минут. После окончания подачи инертного газа бригада техобслуживания может приступить к проведению работ на трансформаторе.

а) Логика рабочих режимов

Режим предупреждения взрыва

- Встроенный индикатор открытия разрывного диска, подтверждающий состояние избыточного давления и начало процесса депрессюризации; и
- Один из сигналов электрической защиты, подтверждающий короткое замыкание в защищаемом трансформаторе.

Режим пожаротушения

- Сигнал линейного термодатчика (поз. 30), подтверждающий возгорание в месте установки трансформатора; и
- Один из сигналов электрической защиты, подтверждающий короткое замыкание в трансформаторе.

Пульт управления в автоматическом режиме

При наличии необходимых сигналов пульт управления посылает выходной сигнал напряжения на МПИГ. Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа запускает автоматическую плавную подачу инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).

Пульт управления в ручном режиме

Ручная подача инертного газа возможна путем перевода пульта управления в ручной режим и нажатия кнопки «Ручная активация», в результате чего устройство автоматического пуска для баллона инертного газа активирует плавную подачу инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).

б) Подача инертного газа

Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа (стандартный комплект поставки)

- Автоматическая подача инертного газа (стандартная конфигурация системы ТР) активируется, когда пульт управления получает одновременно два сигнала (разрывной диск + электрическая защита или линейный термодатчик + электрическая защита). При этом направляется сигнал активации инертного газа на устройство автоматического пуска для баллона инертного газа и осуществляется автоматическая подача инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).

Устройство ручного пуска для баллона инертного газа (дополнительно)

- Это дополнительное оборудование приобретается заказчиками, которым требуется управлять подачей инертного газа непосредственно из шкафа ТР. Ручная подача осуществляется путем снятия предохранительного фиксатора и нажатия на рычаг устройства ручного пуска для баллона инертного газа. Это устройство включает подачу инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).

Устройство автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа (дополнительно)

- Автоматическая подача инертного газа (стандартная конфигурация системы ТР) активируется, когда пульт управления получает одновременно два сигнала (разрывной



диск + электрическая защита или линейный термодатчик + электрическая защита). При этом направляется сигнал активации инертного газа на устройство автоматического пуска для баллона инертного газа и осуществляется автоматическая подача инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).

- Второй предлагаемый вариант устройства подачи – это ручная подача инертного газа, позволяющая осуществлять управление подачей инертного газа непосредственно из шкафа ТР. Этот процесс осуществляется путем снятия предохранительного фиксатора и нажатия рычага устройства ручного пуска для баллона инертного газа.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ



1.1.5 ТРЕБОВАНИЕ К ПОРОГУ СРАБАТЫВАНИЯ КЛАПАНА СБРОСА ДАВЛЕНИЯ

Компания SERGI France требует применения, как минимум, одного клапана сброса давления (КСД) бака трансформатора для каждого защищаемого трансформатора и внешнего устройства РПН. Если бак трансформатора не оснащен таким клапаном, можно направить запрос на коммерческое предложение и заказать КСД вместе с системой ТР. В компанию SERGI France необходимо направить информацию о калибровочном давлении КСД.



1.1.6 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

Система активации ТР работает в двух различных режимах:

- режим предупреждения взрыва;
- режим пожаротушения.

Для каждого режима требуются два сигнала, один из которых поступает от системы ТР (разрывной диск или линейный термодатчик), а другой – от одной из систем электрической защиты (реле Бухгольца, дифференциальная защита, защита от короткого замыкания или превышения тока) с трансформатора.

Эти сигналы электрической защиты подтверждают для пульта управления наличие короткого замыкания трансформатора. Более подробная информация о функциях сигналов электрической защиты в системе ТР приводится в разделе 8.2.



1.1.7 ХРАНЕНИЕ

При хранении необходимо обеспечить защиту оборудования от пыли, воды, влаги, ударных воздействий, вибрации, перегрева, охлаждения, механического напряжения, пожара, насекомых, неправильного обращения и кражи. При невыполнении этого условия компания SERGI France отзовет свои гарантийные обязательства в отношении состояния проданного оборудования.



ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ



1.1.8 ТРЕБОВАНИЕ К ПОРОГУ СРАБАТЫВАНИЯ КЛАПАНА СБРОСА ДАВЛЕНИЯ

Компания SERGI France требует применения, как минимум, одного клапана сброса давления (КСД) бака трансформатора для каждого защищаемого трансформатора и внешнего устройства РПН. Если бак трансформатора не оснащен таким клапаном, можно направить запрос на коммерческое предложение и заказать КСД вместе с системой ТР. В компанию SERGI France необходимо направить информацию о калибровочном давлении КСД.



1.1.9 ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

Система активации ТР работает в двух различных режимах:

- режим предупреждения взрыва;
- режим пожаротушения.

Для каждого режима требуются два сигнала, один из которых поступает от системы ТР (разрывной диск или линейный термодатчик), а другой – от одной из систем электрической защиты (реле Бухгольца, дифференциальная защита, защита от короткого замыкания или превышения тока) с трансформатора.

Эти сигналы электрической защиты подтверждают для пульта управления наличие короткого замыкания трансформатора. Более подробная информация о функциях сигналов электрической защиты в системе ТР приводится в разделе 8.2.



1.1.10 ХРАНЕНИЕ

При хранении необходимо обеспечить защиту оборудования от пыли, воды, влаги, ударных воздействий, вибрации, перегрева, охлаждения, механического напряжения, пожара, насекомых, неправильного обращения и кражи. При невыполнении этого условия компания SERGI France отзовет свои гарантийные обязательства в отношении состояния проданного оборудования.



2 КОМПОНОВКА МОДУЛЯ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ

2.1 ВЕРТИКАЛЬНАЯ СТАНДАРТНАЯ КОМПОНОВКА МД

2.1.1 ОБЩИЙ ВИД

Стандартная компоновка системы ТР в отношении МД трансформатора предусматривает применение вертикального модуля депрессюризации (ВМД), который расположен на крышке трансформатора.

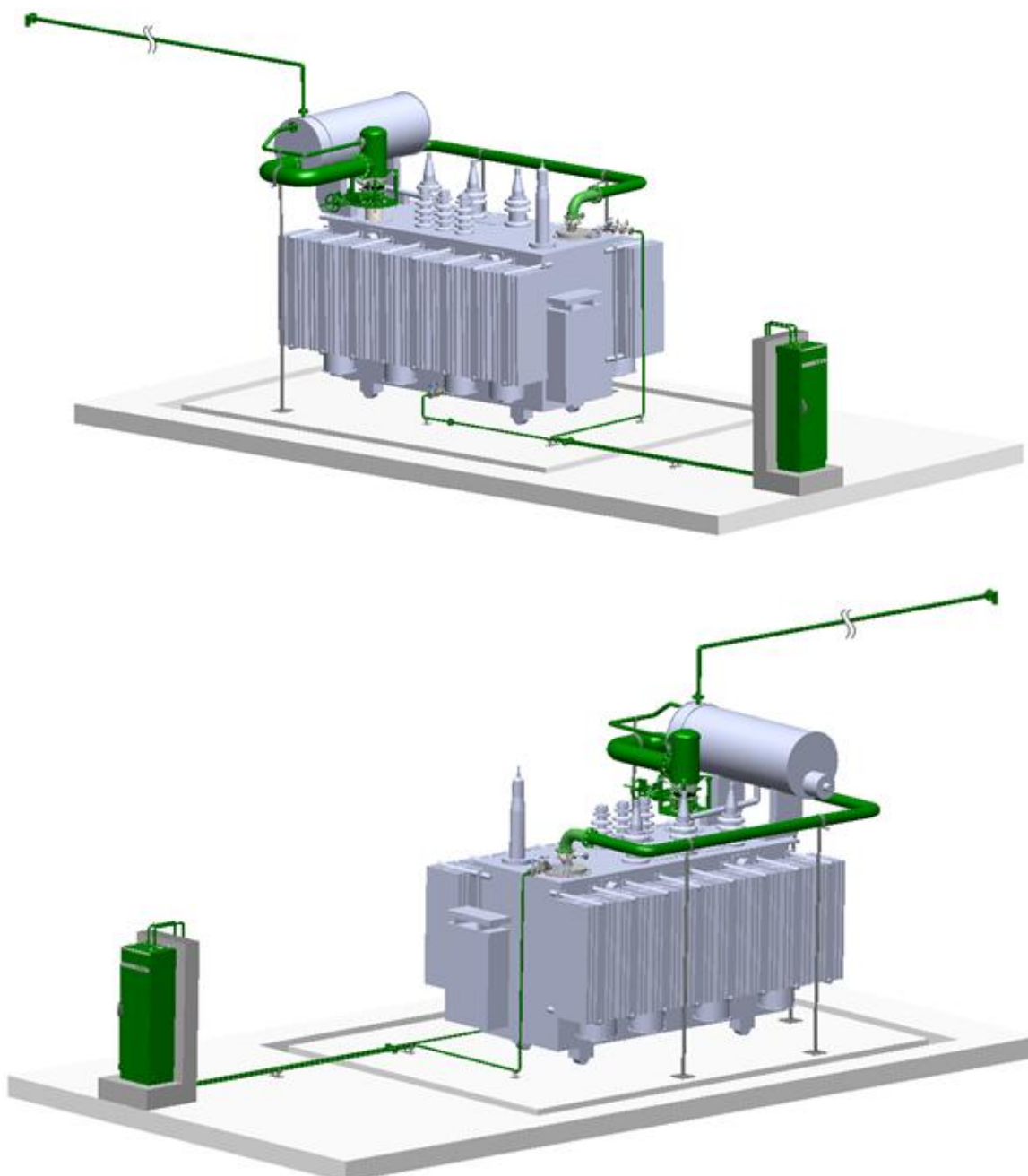


Рис.5. Стандартная компоновка системы ТР (ВМД)



2.1.1.1 Вертикальный модуль депрессюризации

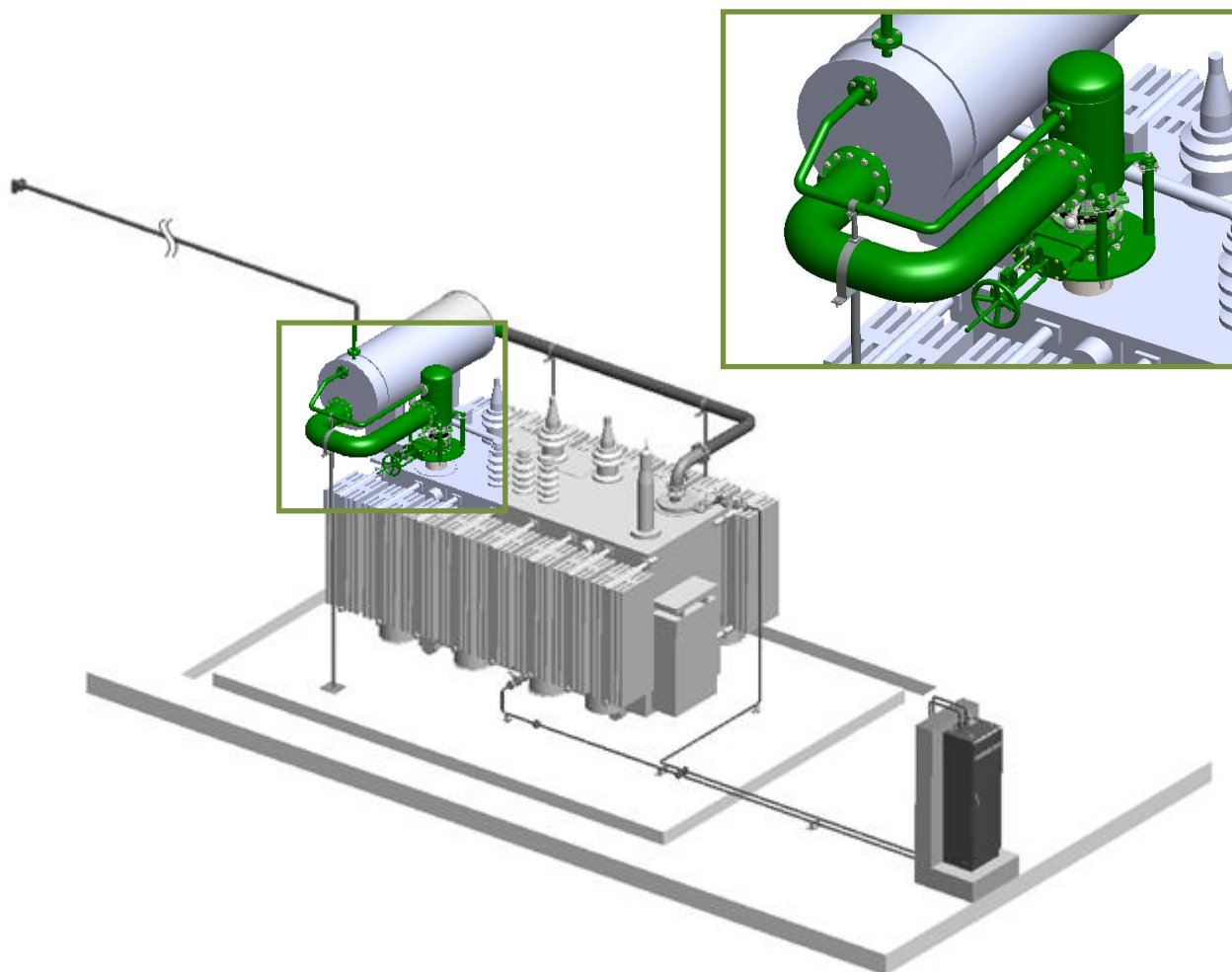


Рис. 6. Вертикальный модуль депрессюризации, изометрическое изображение

ВМД монтируется на вертикальном элементе доработки, установленном на крышке трансформатора. ВМД устанавливается в наиболее подходящем месте, не ограничивая доступ к деталям на трансформаторе, и на достаточном расстоянии от защитного промежутка между проходными изоляторами вводов.

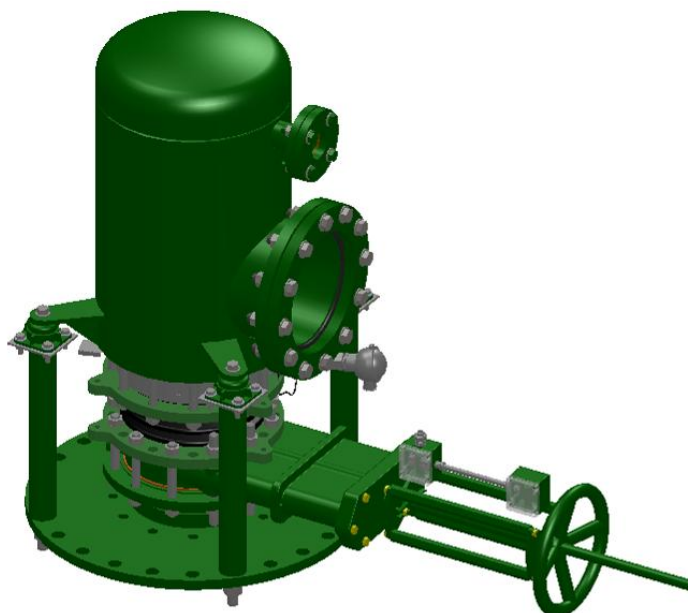


Рис.7. Вертикальный модуль депрессюризации



2.2 АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОМПОНОВКА

Есть 2 варианта замены ВМД, если обнаружатся ограничения при определении оптимальной конфигурации системы ТР. Первый вариант – это модуль депрессюризации, установленный под углом 45° (45° МД), второй вариант – горизонтальный модуль депрессюризации (ГМД).

2.2.1 ОБЩИЙ ВИД 45° МОДУЛЯ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ

Первый вариант компоновки системы ТР в отношении МД трансформатора предусматривает применение 45° МД, устанавливаемого на крышке трансформатора.

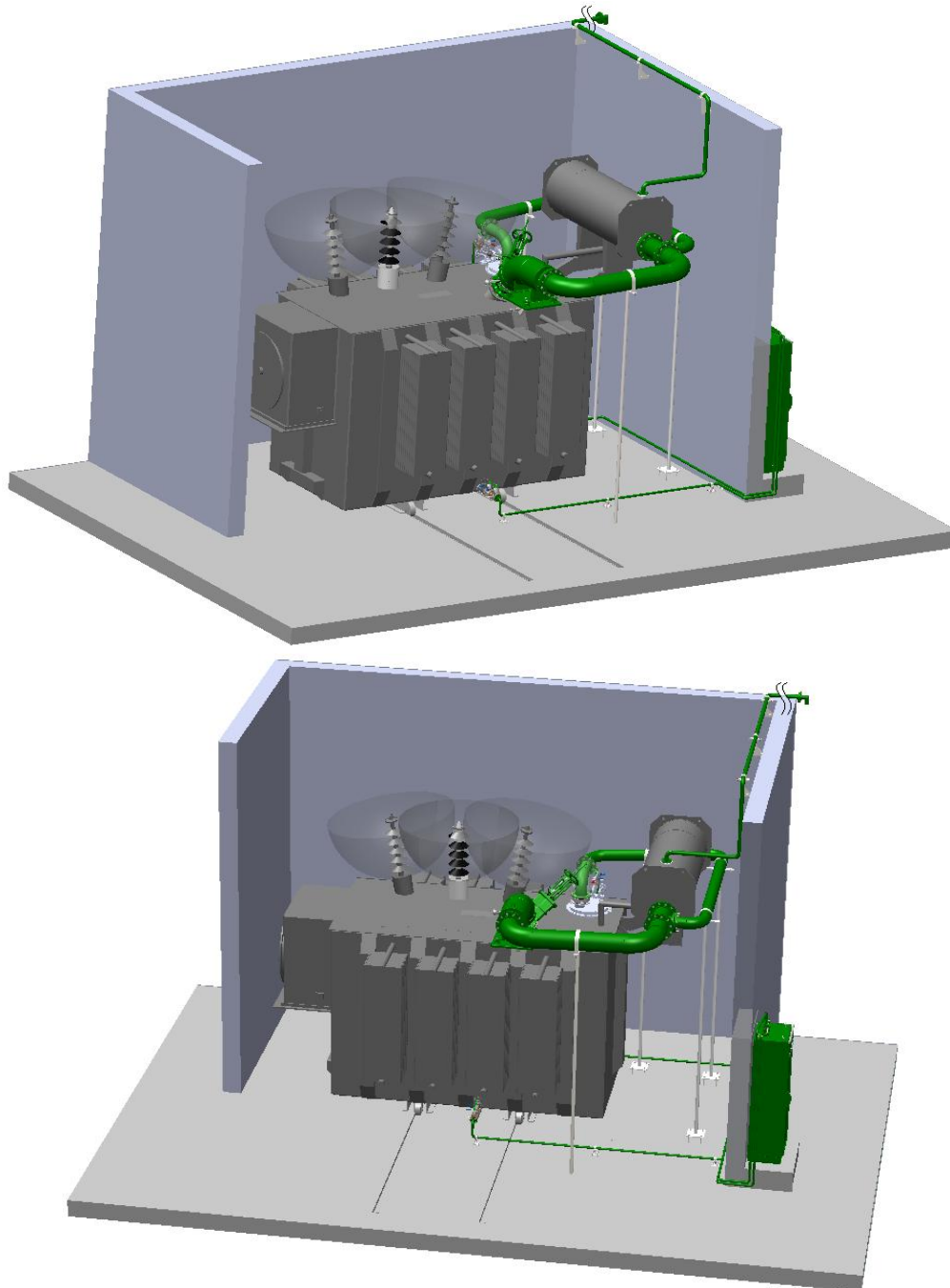


Рис. 8. 45° модуль депрессюризации, изометрическое изображение



2.2.1.1 45° модуль депрессюризации

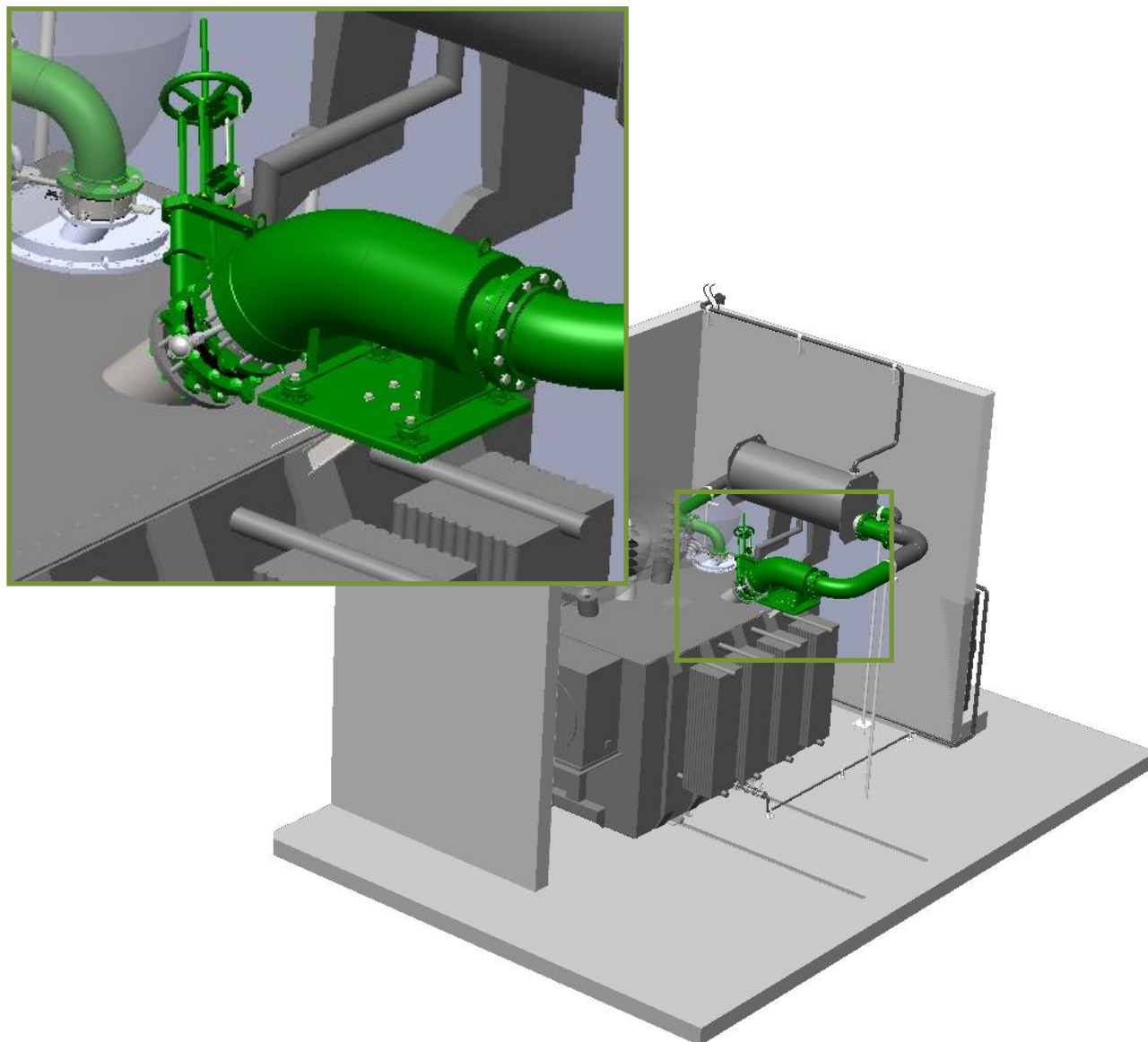


Рис. 9. 45° модуль депрессюризации, изометрическое изображение

45°МД монтируется на 45°-градусном элементе доработки, установленном на крышке трансформатора. 45°-градусный МД должен быть установлен в наиболее подходящем месте, не ограничивая доступ к деталям на трансформаторе, и на достаточном расстоянии от защитного промежутка между изоляторами вводов.

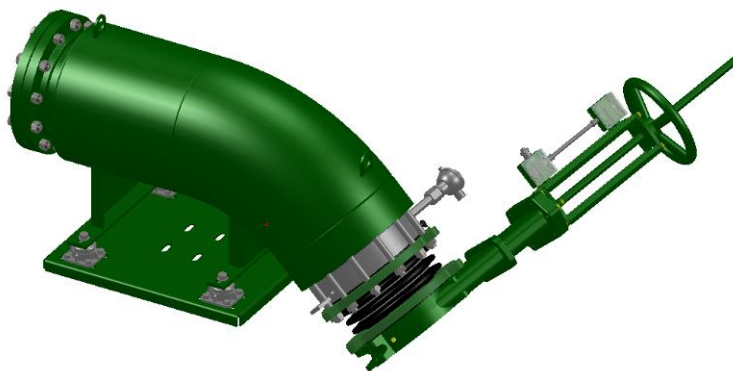


Рис. 10. 45° модуль депрессюризации



2.2.2 ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИУРИЗАЦИИ, ОБЩИЙ ВИД

Первый вариант компоновки системы ТР в отношении МД трансформатора предусматривает применение ГМД, устанавливаемого на боковой стенке трансформатора.

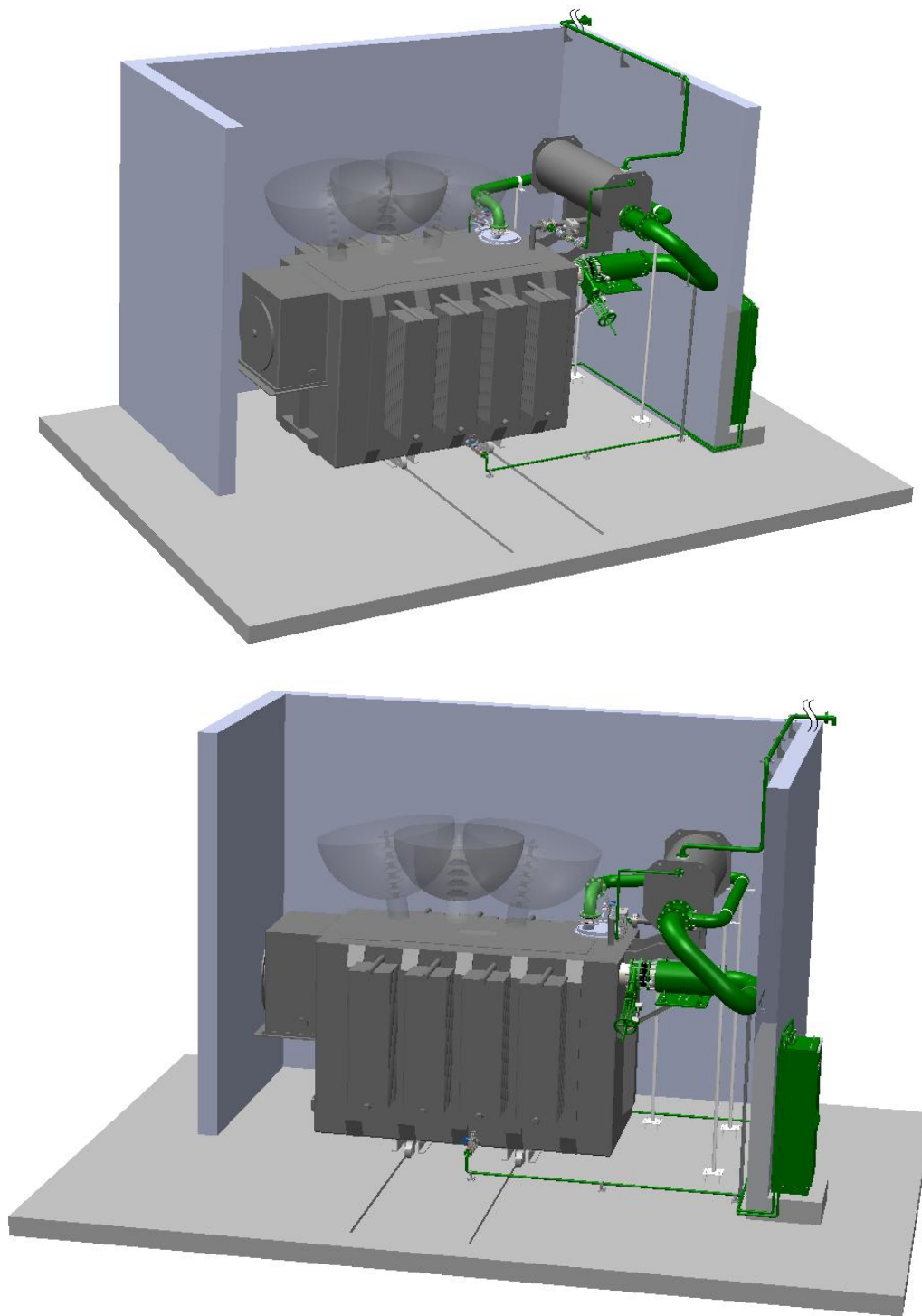


Рис.11. Горизонтальный модуль депрессюризации, изометрическое изображение



2.2.2.1 Горизонтальный модуль депрессюризации

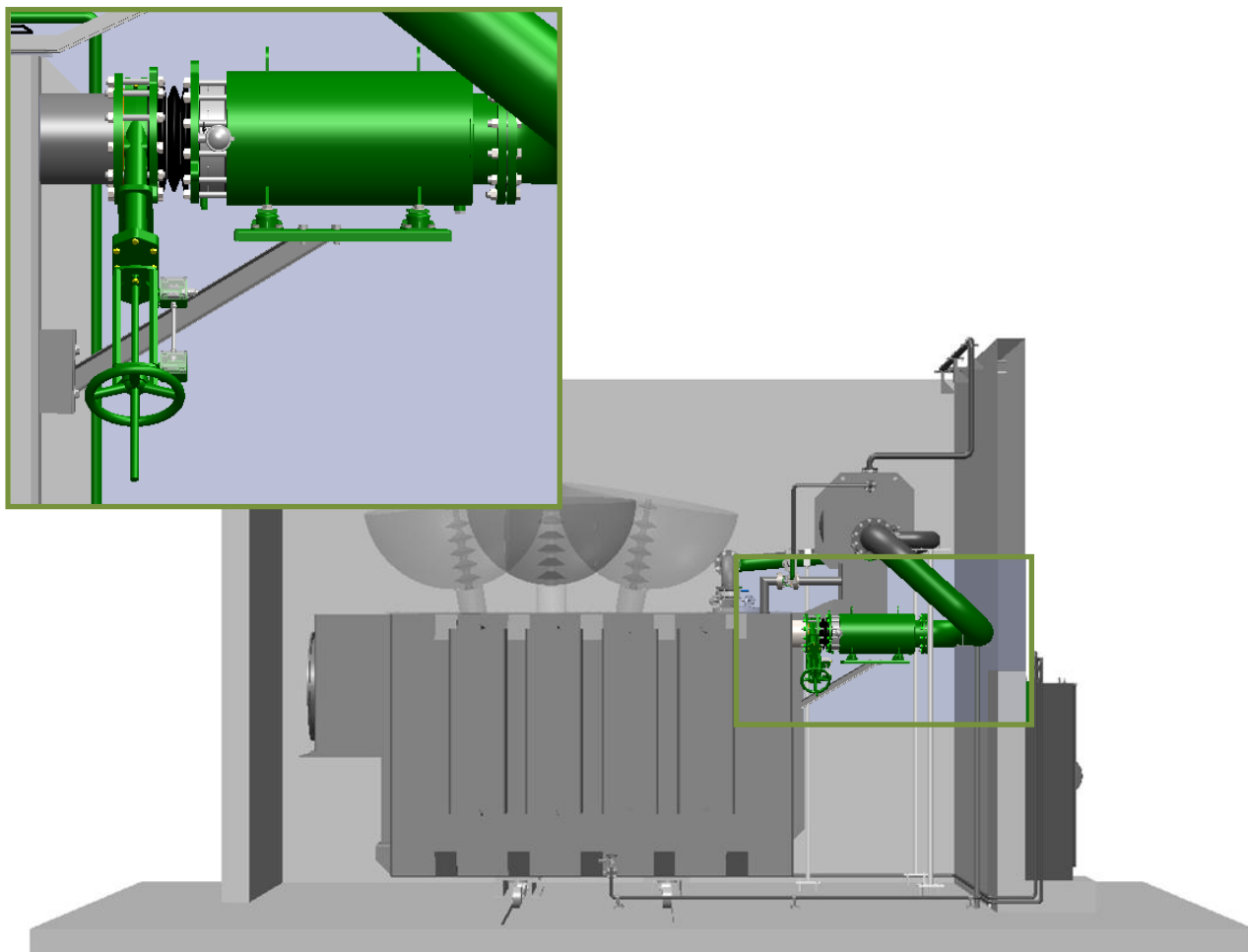


Рис. 12. Горизонтальный модуль депрессюризации, вид спереди

ГМД монтируется на горизонтальном элементе доработки, установленном на стенке трансформатора. ГМД должен быть установлен в наиболее подходящем месте, не ограничивая доступ к деталям на трансформаторе и на достаточном расстоянии от защитного промежутка между изоляторами вводов.

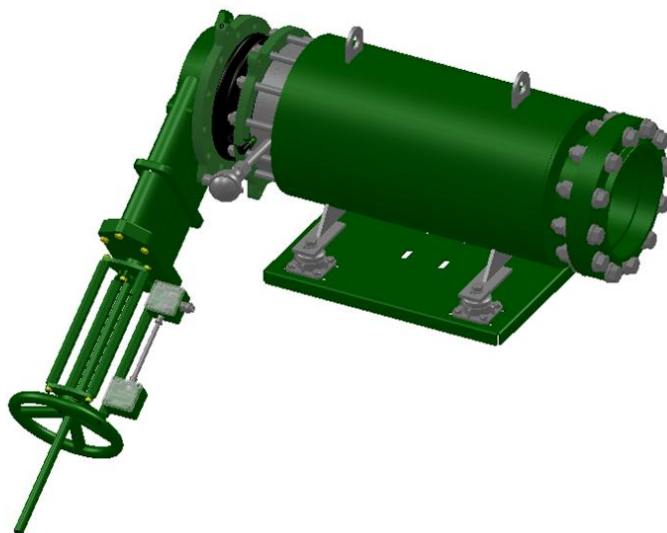


Рис. 13. Горизонтальный модуль депрессюризации



3 КОМПОНОВКА БАКА ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ

3.1 СТАНДАРТНАЯ КОМПОНОВКА ВСТРОЕННОГО БАКА ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ

Стандартная компоновка системы ТР в отношении бака отделения масла и газов (БОМГ) предусматривает применение встроенного бака отделения масла и газов (ИБОМГ), являющегося частью бака консерватора трансформатора.

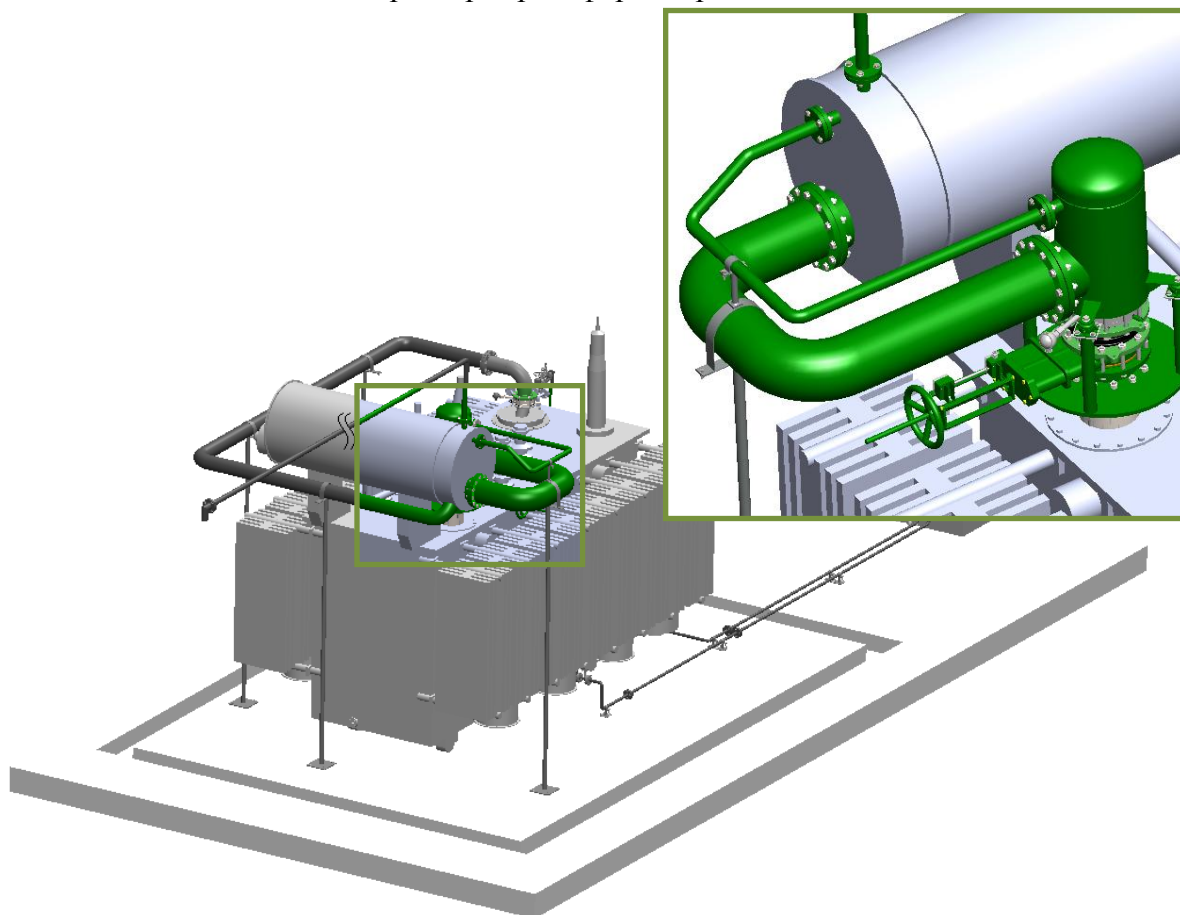
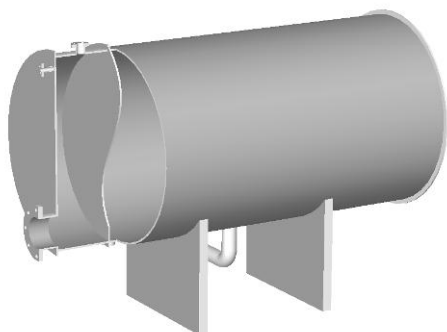


Рис. 14. ВМД и МД РПН с ИБОМГ



ИБОМГ имеет минимальный объем $0,5 \text{ м}^3$ (132 галлона) и является сегментом бака консерватора, специально отведенным для системы ТР. Этот сегмент принимает сбрасываемые масло и газы через входное отверстие в нижней части ИБОМГ. Все взрывоопасные газы отводятся в окружающую среду через патрубок в верхней части ИБОМГ. Этот ИБОМГ не может совместно использоваться другими системами ТР.

Рис. 15. Встроенный бак отделения масла и газов, изометрическое изображение



3.2 АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОМПОНОВКА

Есть 2 варианта для замены ИБОМГ, если обнаружатся ограничения при определении оптимальной конфигурации системы ТР. Первый вариант – это настенный бак отделения масла и газов (НБОМГ), который устанавливается на огнеупорную стену трансформаторного отсека. Второй вариант - приподнятый бак отделения масла и газов (ПБОМГ), который устанавливается над баком консерватора трансформатора.

3.2.1 НАСТЕННЫЙ БАК ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ

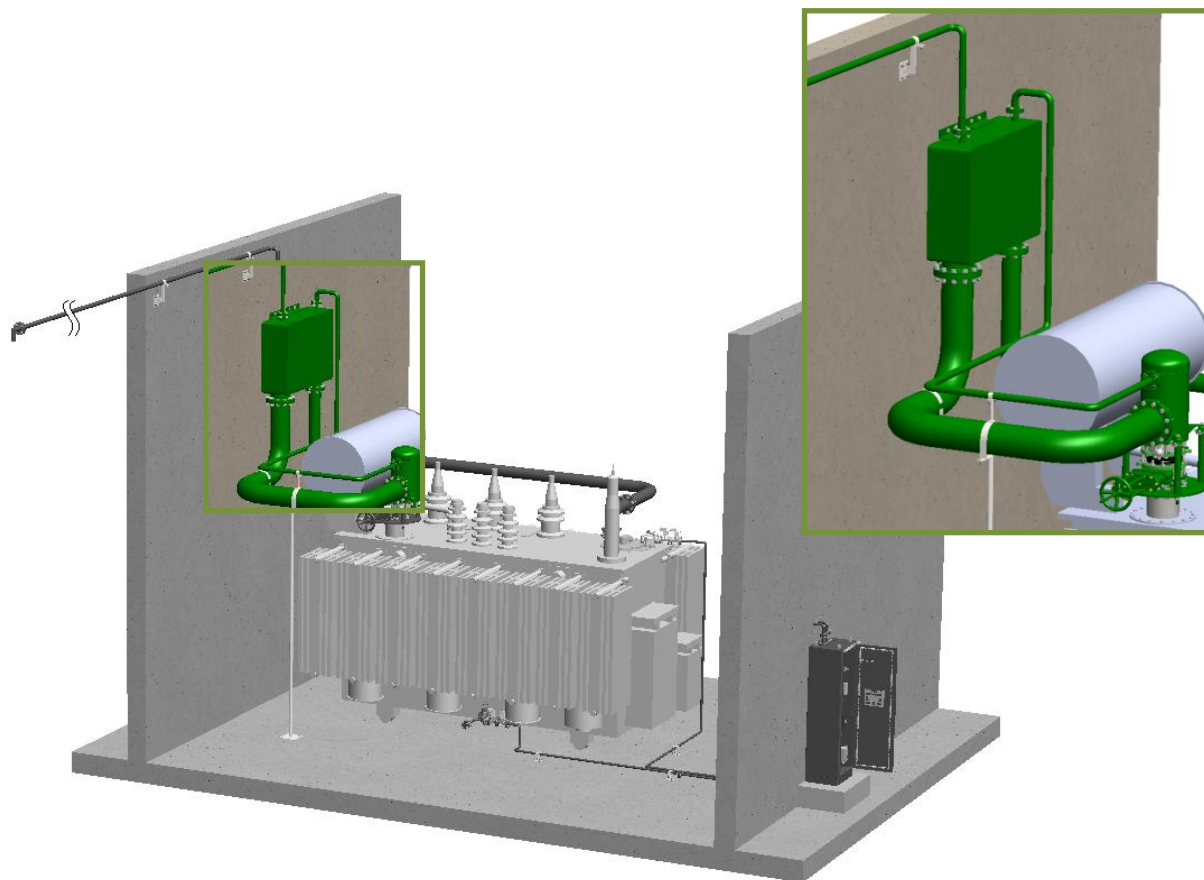
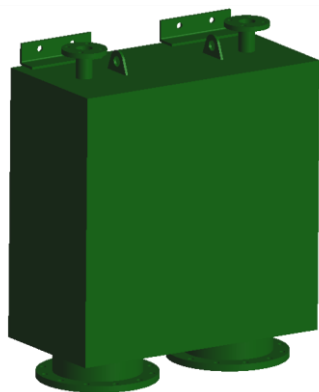


Рис. 16. Вертикальный МД и устройство РПН с НБОМГ



НБОМГ имеет минимальный объем $0,5 \text{ м}^3$ (132 галлона), он должен закрепляться на огнеупорной стене трансформаторного отсека и устанавливаться над баком консерватора трансформатора. Верхняя часть НБОМГ должна быть установлена на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) выше самой верхней точки бака консерватора трансформатора. Для трансформаторов с азотным слоем, нижняя часть НБОМГ должна быть установлена на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) выше самой верхней точки самого высокого модуля депрессуризации. НБОМГ не может совместно использоваться другими системами ТР.

Рис. 17. НБОМГ, изометрическое изображение



3.2.2 Приподнятый бак отделения масла и газов

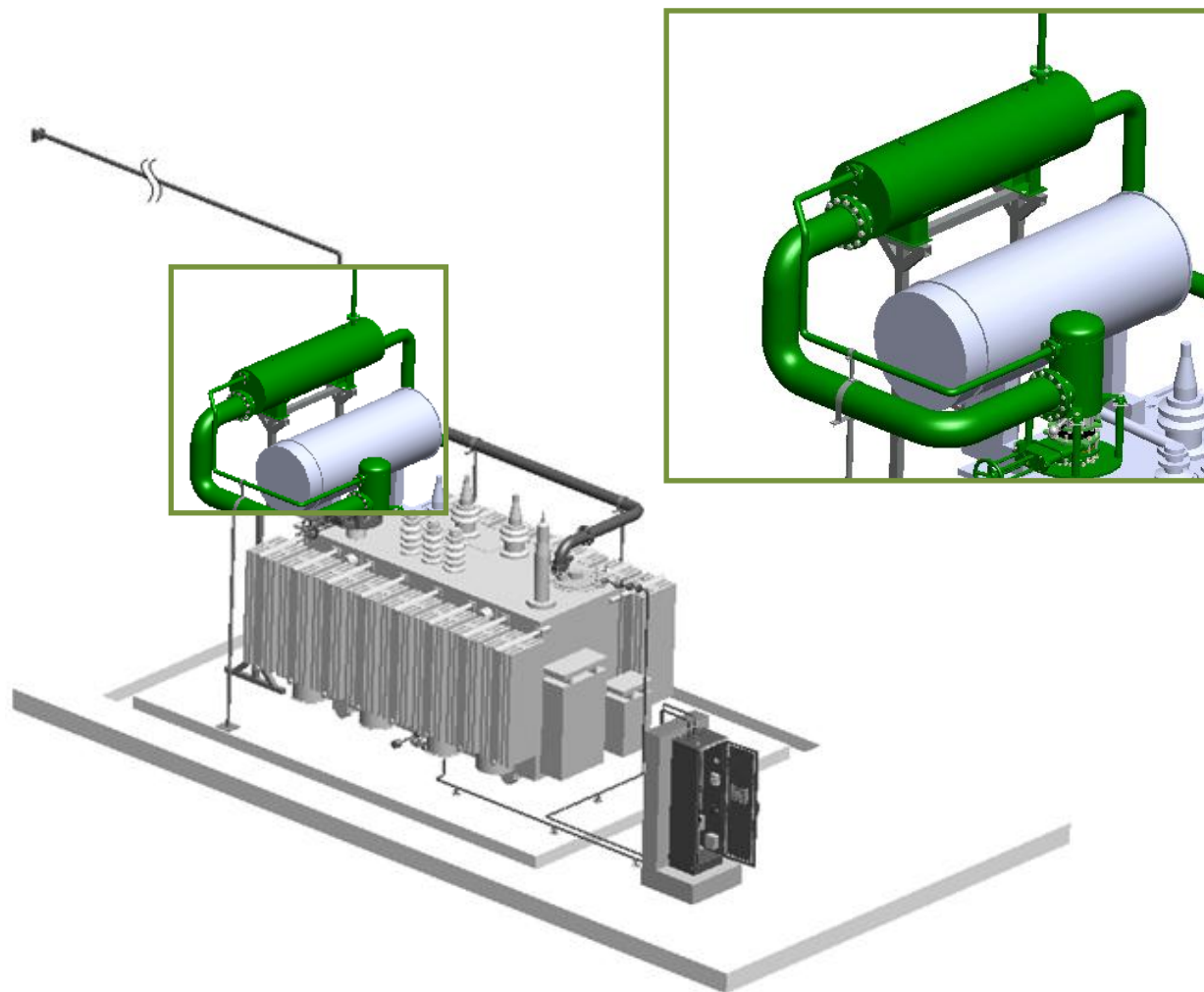


Рис. 18. Вертикальный МД с ПБОМГ

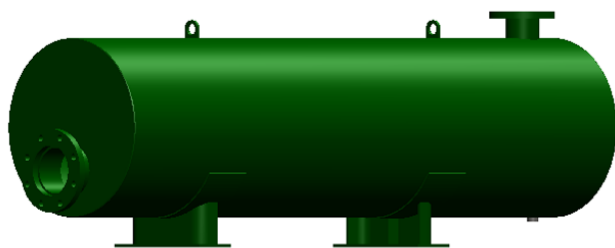


Рис. 19. ПБОМГ, изометрическое изображение

ПБОМГ имеет минимальный объем 0,5 м³ (132 галлона). ПБОМГ должен покоиться на опорах расширительного бака, корпус трансформатора (в зависимости от конструкции трансформатора) или непосредственно на опорах в грунте. Нижняя часть ПБОМГ должна быть установлена на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) выше самой верхней точки бака консерватора трансформатора. Для трансформаторов с азотным слоем, нижняя часть ПБОМГ должна быть установлена на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) выше самой верхней точки самого высокого модуля депрессюризации. ПБОМГ не может совместно использоваться другими системами ТР.



4 КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ ДЛЯ ДОРАБОТКИ

Поставляемые элементы будут зависеть от конкретной модели ТР и дополнений, выбранных Заказчиком.

ТИП ТР	МОДУЛЬ	КОЛ-ВО	КОМПОНЕНТ
ТР	МД	1	Прокладка Nebar
		1	Отсекающий вентиль
		1	Амортизатор
		1	Разрывной диск
		1	Нитриловая прокладка
		1	Декомпрессионная камера
		4	Гасители вибрации
		*	Крепления
	МПИГ	1	Шкаф ТР
		1	Паспортная табличка ТР
		1	Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа
		1	Баллон инертного газа
		2	Опора для хомута баллона инертного газа
		2	Хомут баллона инертного газа
		1	Защита основания баллона инертного газа
		1	Манометр
		***	Вентиляционное отверстие
		***	Комплект обратного клапана для трубы подачи инертного газа
	МОВГ	1	Клапан отсечки воздуха
	ЛТД	1	Тройниковый соединитель
1		Комплект кабелей для ЛТД	
ПУ	1	Пульт управления	
	1	Синоптическая панель	
А	МД	1	Прокладка Nebar
		**	Изолирующий вентиль
		**	Амортизатор
		1	Разрывной диск
		1	Декомпрессионная камера
		1	Нитриловая прокладка
		*	Крепления
В	МД	1	Прокладка Nebar
		1	Изолирующий вентиль
		1	Амортизатор
		1	Разрывной диск
		1	Нитриловая прокладка
		*	Крепления
* Различные, зависят от размеров МД.		**Только для внешних устройств РПН.	*** Различные, зависят от конфигурации ТР

Таблица 1. стандартные компоненты системы ТР в зависимости от конструкции системы ТР

Также возможна поставка компонентов, не указанных в таблице 1, в зависимости от дополнений, выбранных Заказчиком. Перечень компонентов, не включенных в стандартный комплект поставки, приведен в разделе 10.8.

5 РАЗМЕРЫ МОДУЛЯ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

5.1 СТАНДАРТНЫЕ РАЗМЕРЫ

МД в каждом случае проектируется в зависимости от характеристик трансформатора. Основным параметром, принимаемым во внимание при определении размеров МД, является параметр максимальной мощностью трансформатора (МВА), а при использовании варианта защиты от двойной неисправности размеры МД должны быть увеличены.

Мощность трансформатора, передачи и распределения энергии, МВА	Размеры модуля депрессюризации	Размеры для защиты от двойной неисправности (дополнительно)
$0,1 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 1 \text{ МВА}$	Ду100 / 4 дюйма	Ду125 / 5 дюймов
$1 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 4 \text{ МВА}$	Ду125 / 5 дюймов	Ду150 / 6 дюймов
$4 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 15 \text{ МВА}$	Ду150 / 6 дюймов	Ду200 / 8 дюймов
$15 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 100 \text{ МВА}$	Ду200 / 8 дюймов	Ду250 / 10 дюймов
$100 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 300 \text{ МВА}$	Ду250 / 10 дюймов	Ду300 / 12 дюймов
$300 \text{ МВА} < \text{ТР} \leq 500 \text{ МВА}$	Ду300 / 12 дюймов	2 x Ду300 / 2 x 12 дюймов
$500 \text{ МВА} < \text{ТР}$	2 x Ду300 / 2 x 12 дюймов	Не имеется

Таблица 2. стандартные размеры модуля депрессюризации для трансформаторов
В таблице 3 ниже указаны размеры МД для устройства РПН и для МКМ/МКМВ в соответствии с размерами МД трансформатора системы ТР.

Размеры МД трансформатора	Размеры МД РПН	Размеры МД МКМ/МКМВ
Ду150 (6 дюймов)	Ду150 (6 дюймов)	Ду150 (6 дюймов)
Ду200 (8 дюймов)		Ду150 (6 дюймов)
Ду250 (10 дюймов)		Ду200 (8 дюймов)
Ду300 (12 дюймов)		Ду250 (10 дюймов)

Таблица 3. Размеры МД устройства РПН и МКМ/МКМВ в соответствии с размерами МД трансформатора

6 АНАЛИЗ СОЕДИНЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА

6.1 ОБЩИЙ ОБЗОР

Для установки системы ТР, трансформатора и вспомогательных компонентов необходимо тщательно проанализировать места присоединения к трансформатору.

1. Датчики, анализаторы и электрические соединения.
2. Электрические зазоры.
3. Отсеки бака трансформатора.
4. МД и МПИГ.
5. Патрубок ТСМ с БОМГ.

МД и МПИГ непосредственно соединены с баком трансформатора. Производитель трансформатора должен обеспечить соединения для доработки МД и МПИГ.

Монтажная организация отвечает за правильную установку всех компонентов и за выполнение монтажа всей системы ТР согласно спецификациям на систему ТР.

Монтажная организация отвечает за следующий монтаж:

- все МД на трансформатор или конкретный компонент,
- ТСМ на БОМГ от всех МД,
- ТОГ на БОМГ от требуемого месторасположения,
- БОМГ,
- ТОВГ от БОМГ в удаленную зону от трансформатора и окружающего оборудования,
- шкаф системы ТР,
- ТПИГ от шкафа ТР на трансформатор, устройство РПН (при наличии) и МКМ (при наличии),
- линейный термодатчик,
- пульт управления,
- соединительная коробка,
- опоры трубопроводов,
- все необходимые кабели,
- все клапаны,
- и т.д.

Необходимо тщательно подготовить организационный план, чтобы свести к минимуму простой трансформатора. Несмотря на эту процедуру, настоятельно рекомендуется направить запрос и привлечь специалистов к процессу установки системы ТР.



6.2 ЭЛЕМЕНТ ДОРАБОТКИ

Элементы доработки МД представляют собой фланец и патрубок, выполненные из стандартной стали. Обе части сварены и составляют элемент доработки МД. Размеры элемента доработки соответствуют размерам модуля депрессюризации, а геометрическая форма различается в зависимости от типа конфигурации системы ТР.

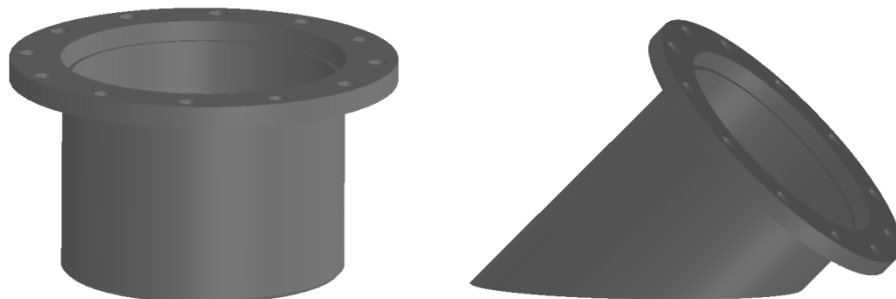


Рис.20. Элемент доработки МД

6.2.1 МОДУЛЬ ДЕПРЕССИРИЗАЦИИ



Элемент доработки трансформатора должен быть приварен к баку трансформатора. Максимальное расстояние между баком трансформатора и наружной поверхностью фланца элемента доработки не должно превышать 250 мм (9,8 дюйма) в качестве максимальной длины.



Положение МД на крышке трансформатора должно быть согласовано заказчиком и производителем трансформатора, так как в случае расположения МД слишком близко от вводов могут возникнуть электрические и механические помехи.



Особое внимание перед установкой МД следует уделить электрическому зазору. Конфигурация системы ТР всегда должна быть подтверждена и утверждена проектным отделом.



Эффективность системы ТР непосредственно зависит от расстояния между разрывным диском и основной крышкой бака трансформатора или стенкой бака трансформатора (в зависимости от выбранного типа МД). Поэтому необходимо соблюдать три нижеуказанных фактора, в противном случае, будет резко снижена эффективность системы ТР и отозвана гарантия на систему ТР.

1. Не разрешается устанавливать дополнительный вентиль перед отсекающим вентиляем системы ТР и после него;
2. Не разрешается использовать другой вентиль для замены отсекающего вентиля системы ТР между баком трансформатора и МД;
3. Расстояние между основной крышкой бака трансформатора или стеной и отсекающим вентиляем системы ТР не должно превышать расстояний, указанных в настоящем документе.



6.2.2 ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИУРИЗАЦИИ

6.2.2.1 Общие сведения

ВМД устанавливается на крышку трансформатора. ВМД может быть поставлен заранее, чтобы заказчик смог создать вакуум и заправить трансформатор маслом и не было проблем для производителя трансформатора при проведении штатной заправки трансформаторным маслом во время установки и после установки системы ТР. Производитель трансформатора может создавать вакуум в трансформаторе при открытом или закрытом отсекающем вентиле.

6.2.2.2 Элемент доработки вертикального МД

Производитель трансформатора должен изготовить и установить элемент доработки ВМД. Расположение элемента доработки ВМД следует выбирать в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ и ТОГ, необходимых для установки системы ТР.

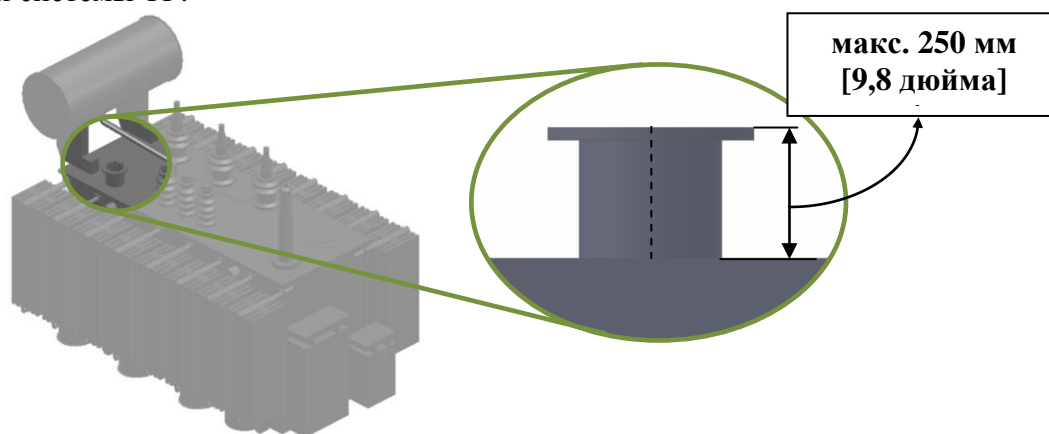


Рис. 21. Элемент доработки вертикального МД

6.2.3 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССИУРИЗАЦИИ

6.2.3.1 Общие сведения

45° МД должен устанавливаться только в том случае, если невозможно установить ВМД. Расположение элемента доработки 45° МД следует выбирать в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ, согласно схеме трубопроводов конфигурации системы ТР и с учетом имеющегося пространства.

6.2.3.2 Элемент доработки 45° МД

Производитель трансформатора должен изготовить и установить элемент доработки 45° МД.

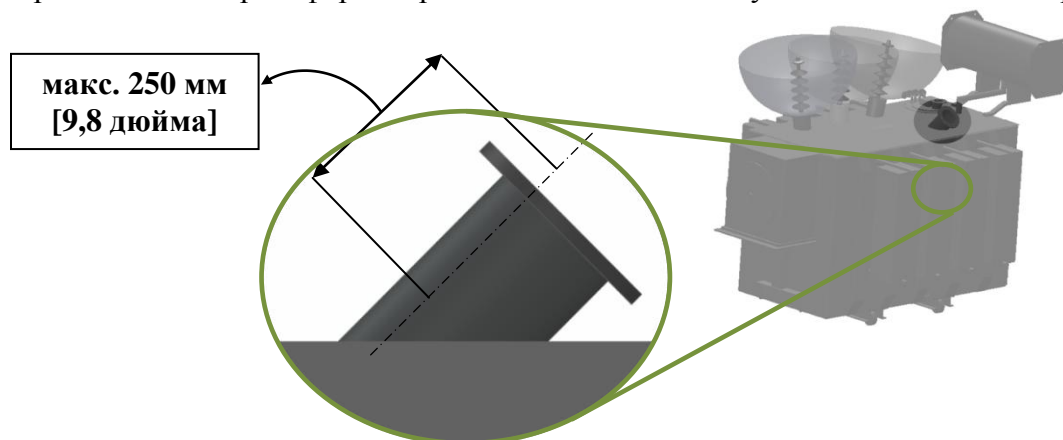


Рис. 22. Элемент доработки 45° МД



6.2.4 ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ

6.2.4.1 Общие сведения

ГМД должен устанавливаться только в том случае, если невозможно установить ВМД или 45°МД. ГМД должен быть установлен на стенке трансформатора в наиболее подходящем месте, согласно схеме трубопроводов конфигурации ТР, с учетом имеющегося пространства и в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ.

6.2.4.2 Элемент доработки горизонтального МД

Производитель трансформатора должен изготовить и установить элемент доработки ГМД.

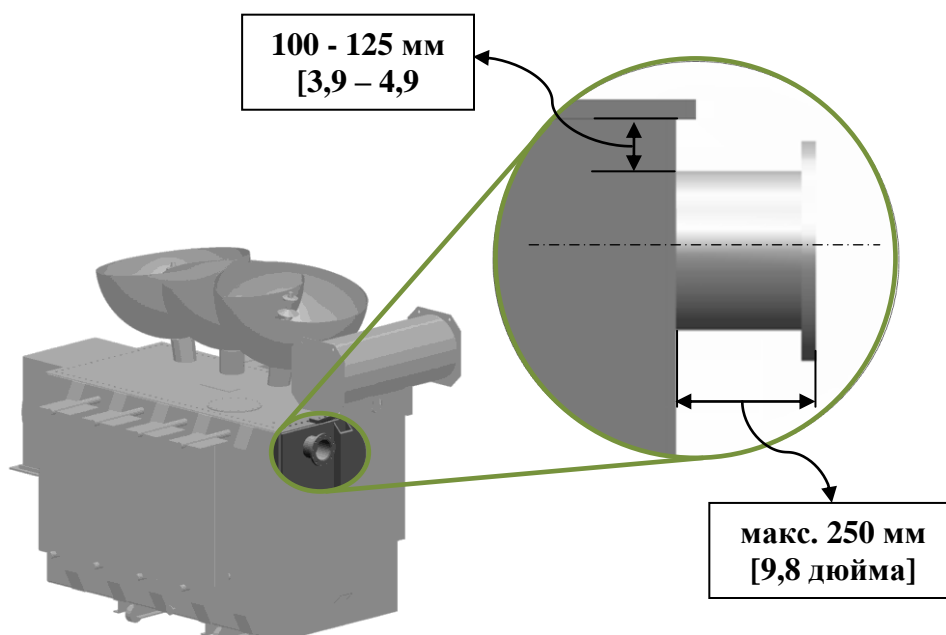


Рис.23. Элемент доработки горизонтального МД



6.2.5 МОДУЛЬ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ УСТРОЙСТВА РПН

6.2.5.1 Общие сведения

Для того чтобы установить систему ТР на устройстве РПН, на крышке или на корпусе устройства РПН должен быть установлен фланец Ду150 (6 дюймов) для доработки МД. Устройство РПН должно быть снабжено патрубком Ду25 (1 дюйм) для ТПИГ, что позволит подавать инертный газ в нижнюю часть устройства РПН.



ВАЖНО. Крышка устройства РПН должна быть изготовлена из стали повышенной прочности, чтобы выдержать вес МД. Если крышка устройства РПН не изготовлена из стали повышенной прочности, необходимо установить опору для МД РПН, см. раздел 7.1.5. Передайте информацию о типе устройства РПН, материале крышки и дополнительную информацию в компанию SERGI.

Только на устройствах РПН клапан сброса давления (КСД) может быть заменен МД, поскольку нет необходимости применять КСД. Статическое давление будет всегда регулироваться потоком масла между устройством РПН и консерватором устройства РПН.

6.2.6 РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТА ДОРАБОТКИ ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА РПН

Производитель устройства РПН должен изготовить и установить элемент доработки для внутреннего устройства РПН, и его расположение должно быть выбрано в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ.



Элемент доработки устройства РПН должен быть приварен к внутреннему устройству РПН. Максимальное расстояние между крышкой устройства РПН и наружной поверхностью фланца элемента доработки не должно превышать 170 мм (6,7 дюйма) в качестве максимальной длины.



Положение МД на крышке устройства РПН должно быть согласовано заказчиком и производителем трансформатора, так как в случае расположения МД слишком близко от входных изоляторов могут возникать электрические и механические помехи. Конфигурация системы ТР обязательно должна быть проверена и утверждена проектным отделом.



Особое внимание перед установкой МД внутреннего устройства РПН следует уделить защитному промежутку. Конфигурация системы ТР обязательно должна быть проверена и утверждена проектным отделом.



Нельзя устанавливать вентили перед МД или после него.

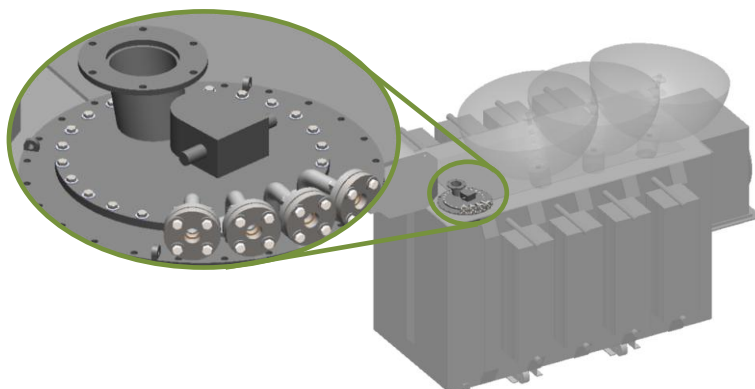


Рис. 24. Доработка МД внутреннего устройства РПН(MR)

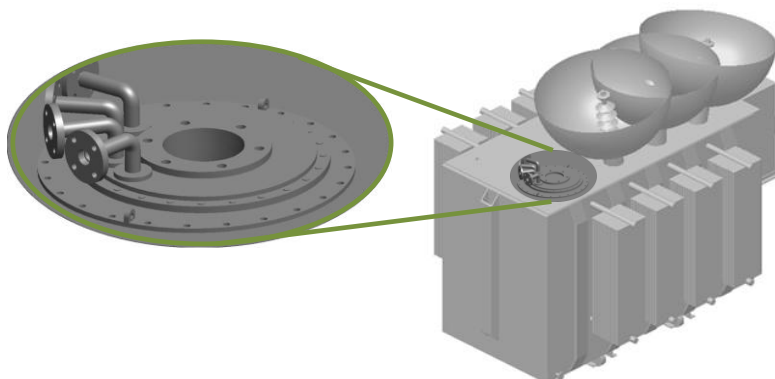


Рис. 25. Доработка МД внутреннего устройства РПН (ABB)

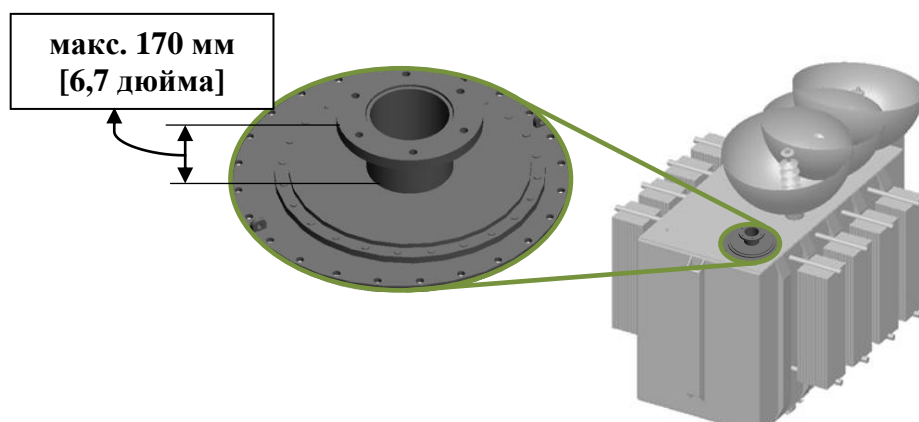


Рис. 26. Доработка для МД внутреннего устройства РПН



6.2.7 МОДУЛЬ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ ВНЕШНЕГО УСТРОЙСТВА РПН

6.2.7.1 Общие сведения

МД внешнего устройства РПН состоит из отсекающего вентиля, который может быть поставлен заранее, чтобы заказчик смог создать вакуум и заправить маслом внешнее устройство РПН. МД внешнего устройства РПН не представит проблем для производителя трансформатора при проведении штатной заправки трансформаторным маслом во время установки и после установки системы ТР.

6.2.7.2 Разработка патрубка и фланца доработки внешнего устройства РПН

Производитель трансформатора должен изготовить и установить элемент доработки внешнего устройства РПН, при этом расположение элемента должно быть выбрано в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ.



Элемент доработки устройства РПН должен быть приварен к внешнему устройству РПН. Максимальное расстояние между крышкой/стенкой устройства РПН и внешней поверхностью фланца элемента доработки не должно превышать 250 мм (9,5 дюйма) в качестве максимальной длины.



Расположение МД на крышке устройства РПН должно быть согласовано заказчиком и производителем трансформатора, так как в случае расположения МД слишком близко от вводов могут возникнуть электрические и механические помехи. Конфигурация системы ТР всегда должна быть подтверждена и утверждена компанией SERGI France.



Особое внимание перед установкой МД внешнего устройства РПН следует уделить электрическому зазору.



Крайне важно, чтобы между устройством РПН и МД не был установлен никакой другой вентиль, кроме изолирующего вентиля, в противном случае, будет резко снижена эффективность системы ТР и отозвана гарантия на систему ТР.



Крышка внешнего устройства РПН должна быть изготовлена из стали повышенной прочности, чтобы выдержать вес МД.

макс. 250 мм
[9,8 дюйма]

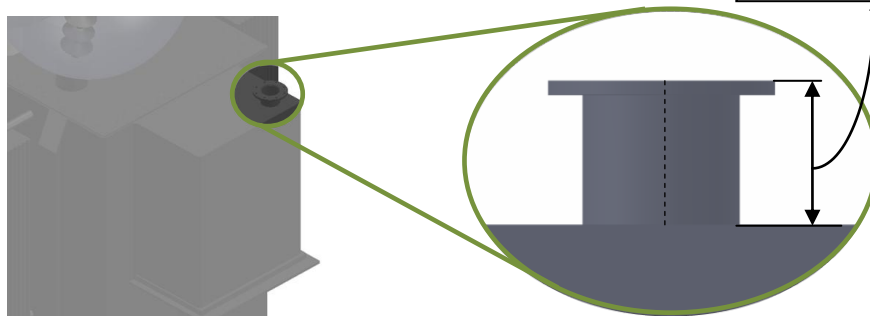


Рис.27. Элемент доработки МД внешнего устройства РПН



6.2.8 МОДУЛЬ ДЕПРЕССИУРИЗАЦИИ МАСЛОНАПОЛНЕННОЙ КАБЕЛЬНОЙ МУФТЫ/МАСЛОНАПОЛНЕННОЙ КАБЕЛЬНОЙ МУФТЫ ВВОДА

6.2.8.1 Общие сведения

МД МКМ/МКМВ состоит из отсекающего клапана, который может быть поставлен заранее, чтобы заказчик смог создать вакуум и заправить МКМ/МКМВ. МД МКМ/МКМВ не представит проблем для производителя трансформатора при проведении штатной заправки трансформаторным маслом во время установки и после установки системы ТР.

6.2.8.2 Разработка патрубка и фланца доработки МКМ/МКМВ

Производитель трансформатора должен изготовить и установить элемент доработки МД МКМ/МКМВ, при этом расположение элемента должно быть выбрано в соответствии с расположением БОМГ, что позволит уменьшить длину ТСМ. Система может быть установлена на верхней части или на боковой части МКМ/МКМВ.



Элемент доработки МКМ/МКМВ должен быть приварен к МКМ/МКМВ. Максимальное расстояние между стенкой МКМ/МКМВ наружной поверхностью фланца элемента доработки не должно превышать 250 мм (9,8 дюйма) в качестве максимальной длины.



Расположение МД на стене МКМ/МКМВ должно быть согласовано заказчиком и производителем трансформатора, так как могут возникнуть электрические и механические помехи. Конфигурация системы ТР обязательно должна быть проверена и утверждена компанией SERGI France.



Крайне важно, чтобы между МКМ/МКМВ и МД не был установлен никакой другой вентиль, кроме отсекающего вентиля, в противном случае, будет резко снижена эффективность системы ТР и отозвана гарантия на систему ТР.

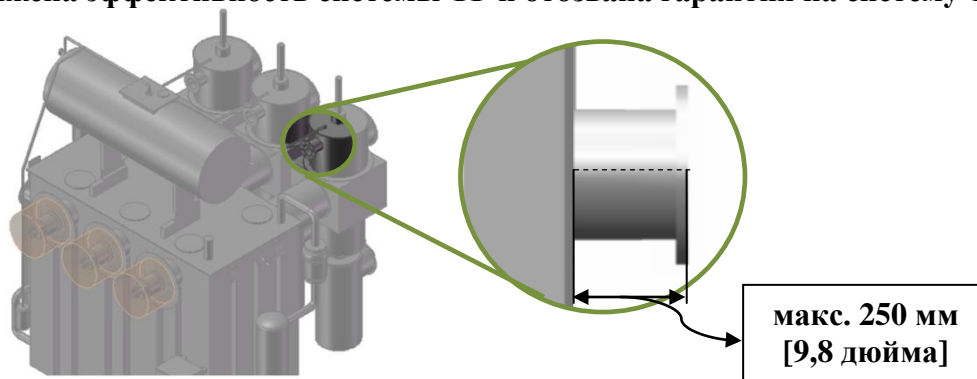


Рис.28. Элемент доработки МД МКМ

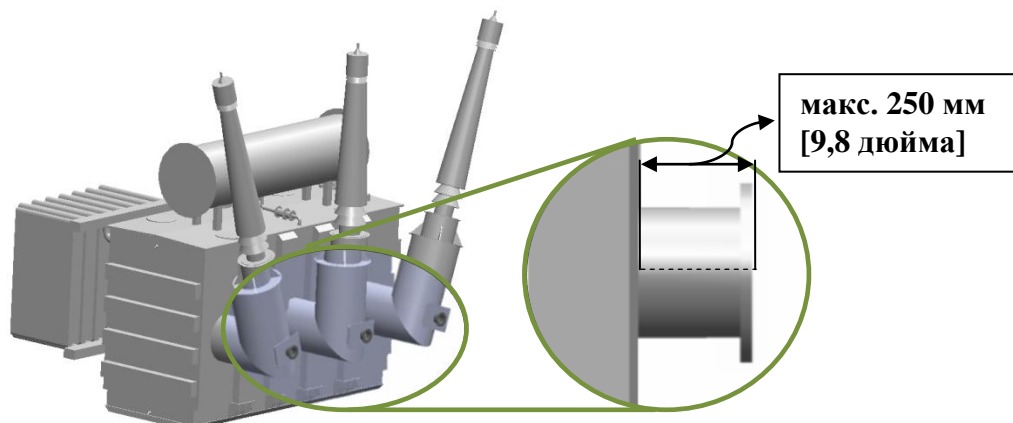


Рис.29. Элемент доработки МД МКМВ

6.2.9 ПОДАЧА ИНЕРТНОГО ГАЗА

6.2.9.1 Подача инертного газа в трансформатор

Трансформаторы должны быть оснащены одним патрубком для ТПИГ. Максимальный диаметр соединения должен быть Ду25 (1 дюйм). Патрубок должен находиться у днища трансформатора. На соединении должен быть установлен шаровой вентиль. Этот шаровой вентиль обеспечивает подсоединение и отсечение трансформатора от ТПИГ во время техобслуживания трансформатора.

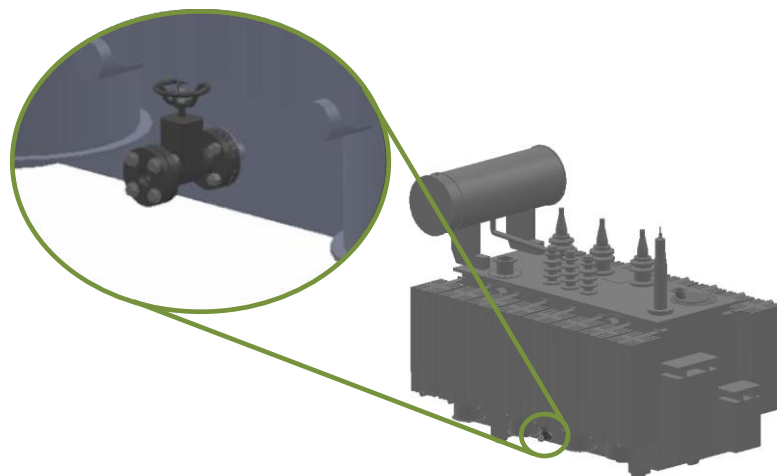


Рис.30. Патрубок подачи инертного газа в трансформатор

6.2.9.2 Подача инертного газа во внутреннее устройство РПН

Устройство РПН должно быть оснащено одним соединением для ТПИГ. Минимальный диаметр соединения должен быть Ду25 (1 дюйм). ТПИГ должна подсоединяться к колонке клапана слива масла на крышке внутреннего устройства РПН (подсоединение к колонке позволяет подать инертный газ до днища устройства РПН). В этой точке соединения должен быть установлен шаровой вентиль для отсечения устройства РПН и ТПИГ друг от друга во время операций техобслуживания.

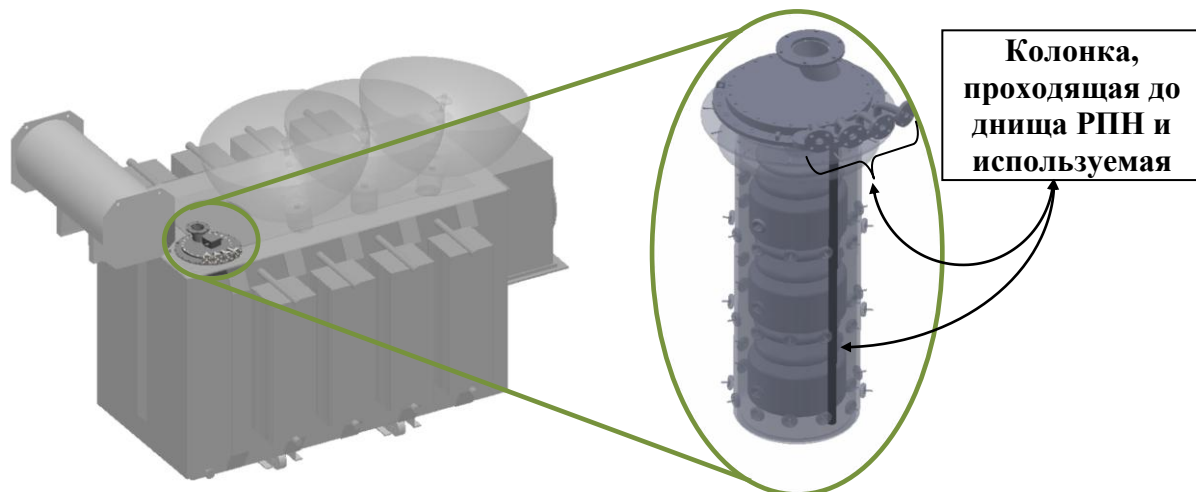


Рис.31. Патрубок подачи инертного газа в устройство РПН

6.2.9.3 Подача инертного газа во внешнее устройство РПН

Внешнее устройство РПН должно быть оснащено одним патрубком для ТПИГ. Минимальный диаметр соединения должен быть Ду25 (1 дюйм). Патрубок должен находиться у дна внешнего устройства РПН. В этой точке соединения должен быть установлен шаровой вентиль для отсечения внешнего устройства РПН и ТПИГ друг от друга во время операций техобслуживания.

6.2.9.4 Подача инертного газа в МКМ

МКМ должна быть оснащена одним патрубком для ТПИГ. Минимальный диаметр соединения должен быть Ду25 (1 дюйм). Патрубок должен находиться у дна МКМ. В этой точке соединения должен быть установлен шаровой вентиль для отсечения МКМ и ТПИГ друг от друга во время операций техобслуживания.

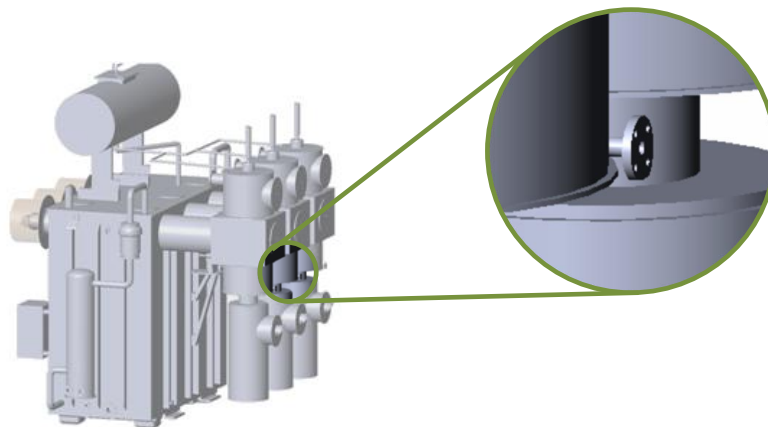


Рис.32. Патрубок подачи инертного газа в МКМ

6.2.10 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА С СИСТЕМОЙ ТР

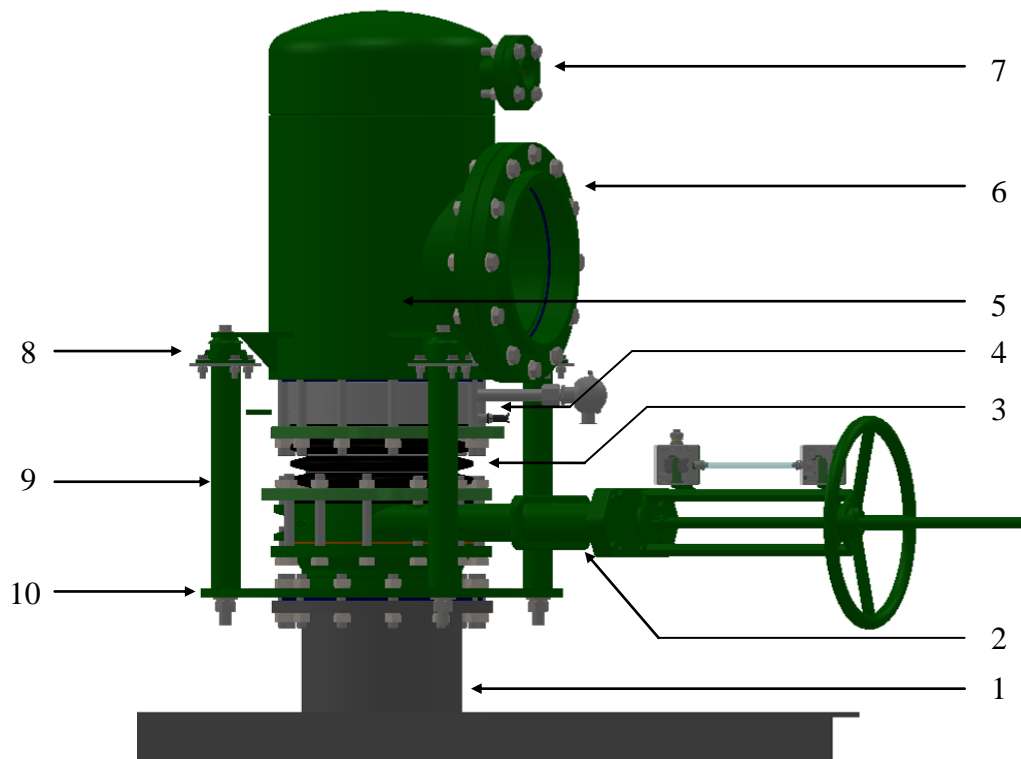
Все электрические соединения системы ТР должны быть выведены в коробку электрических соединений. Электрический сигнал компонента системы ТР поступает в коробку электрических соединений и затем направляется на пульт управления (устанавливается в диспетчерской).



7 ОПИСАНИЕ КОМПОНЕНТОВ СИСТЕМЫ ТР

7.1 МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ

7.1.1 ВЕРТИКАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ

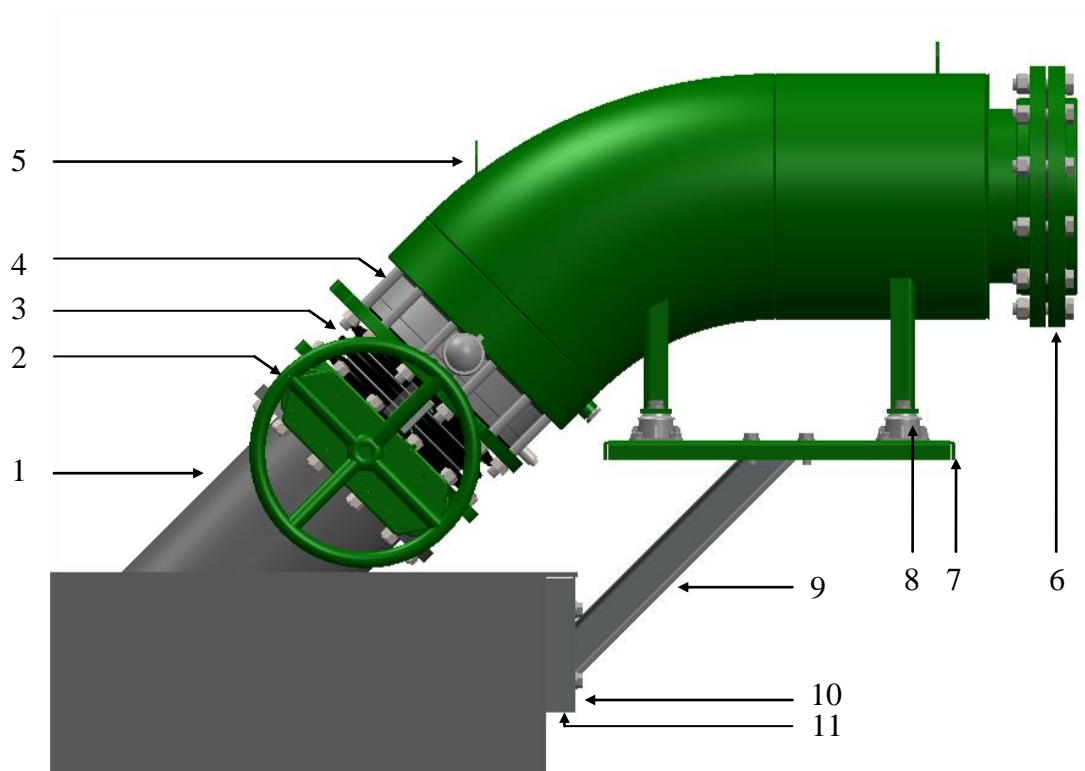


ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Элемент доработки
2	Отсекающий вентиль
3	Амортизатор
4	Разрывной диск
5	Декомпрессионная камера
6	Выход в трубу сброса масла
7	Выход в трубу вывода газа
8	Гаситель вибрации
9	Шток опоры МД
10	Основание опоры МД

Рис. 33. Вертикальный модуль депрессюризации



7.1.2 45° МОДУЛЬ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ

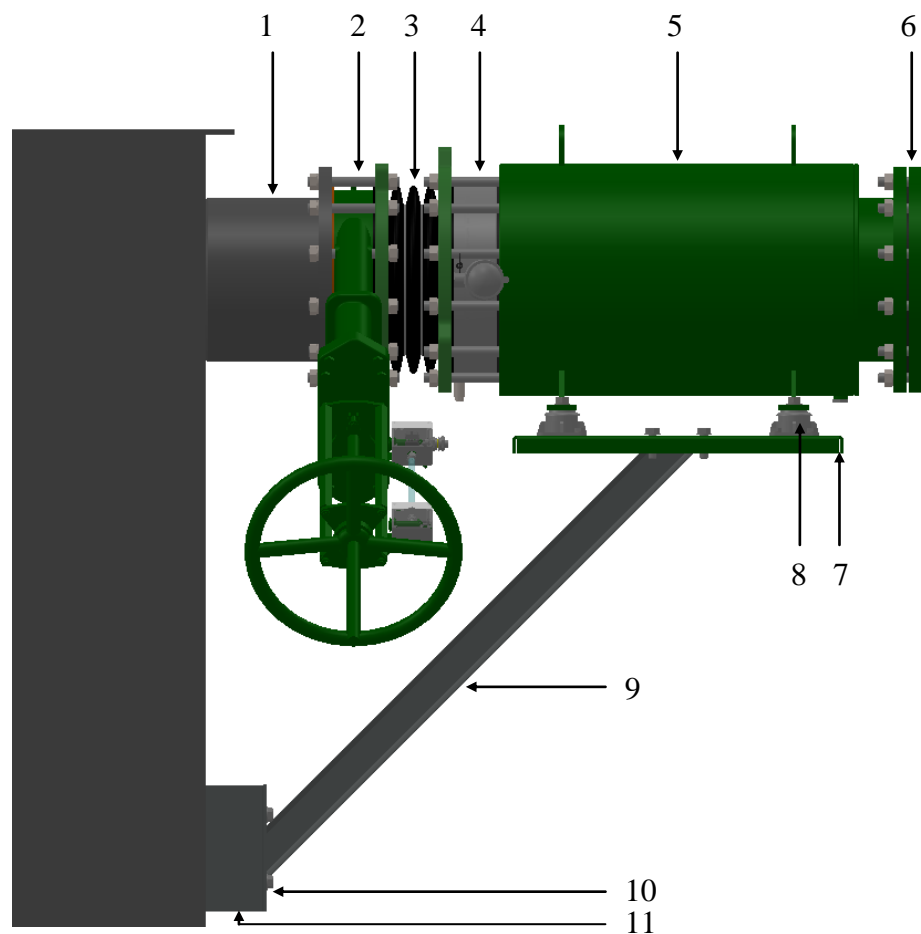


ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Элемент доработки
2	Отсекающий вентиль
3	Амортизатор
4	Разрывной диск
5	Декомпрессионная камера
6	Выход в трубу для сброса масла
7	Плоская опора
8	Гаситель вибрации
9	Опора модуля депрессюризации
10	Монтажная плита
11	Монтажный кронштейн

Рис.34. 45° модуль депрессюризации



7.1.3 ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ МОДУЛЬ ДЕПРЕССЮРИЗАЦИИ

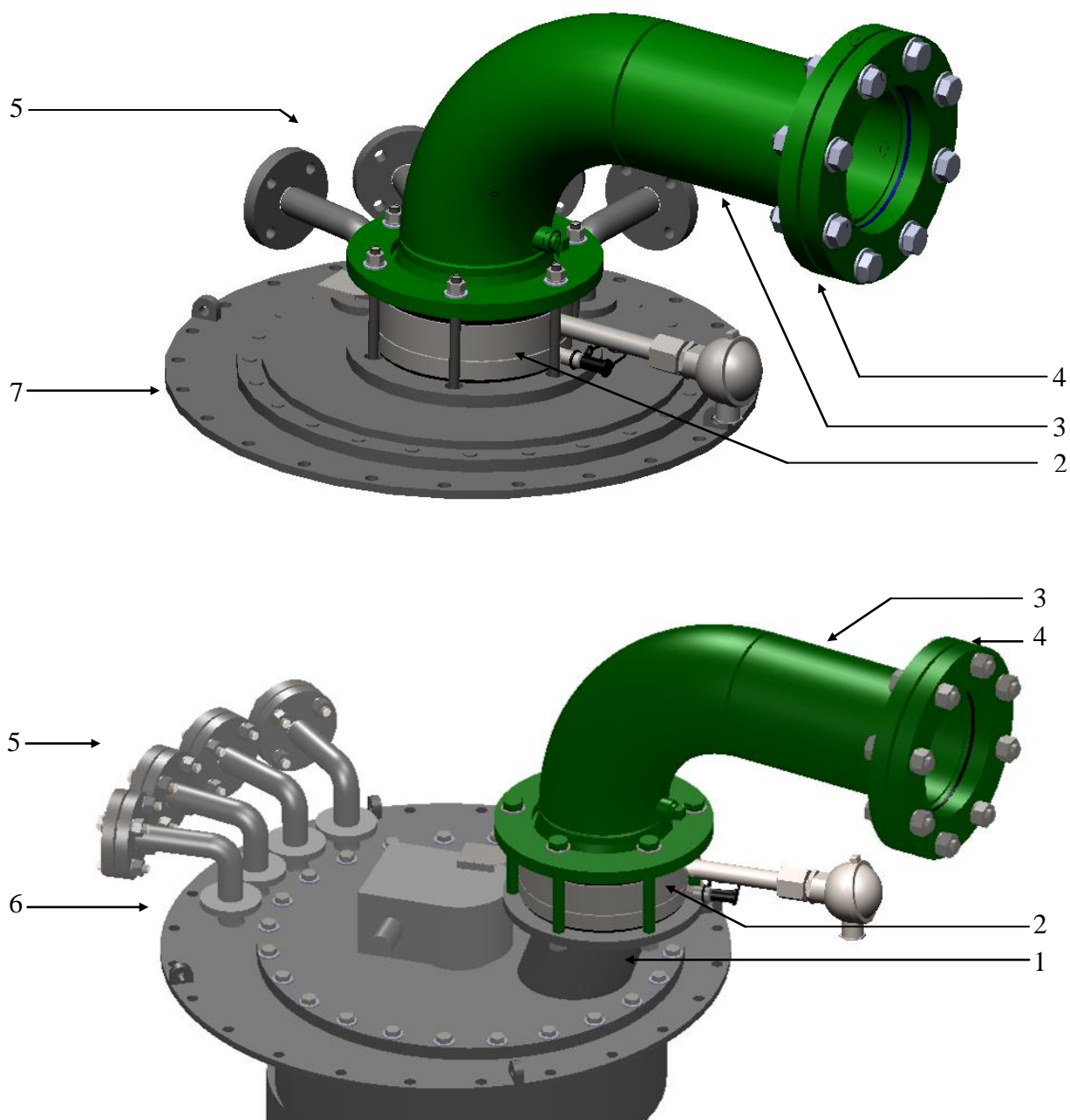


ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Элемент доработки
2	Отсекающий вентиль
3	Амортизатор
4	Разрывной диск
5	Декомпрессионная камера
6	Выход в трубу для сброса масла
7	Пластинчатая подпорка
8	Гаситель вибрации
9	Опора модуля депрессюризации
10	Монтажная плита
11	Монтажный кронштейн

Рис.35. Горизонтальный модуль депрессюризации



7.1.4 Модуль депрессюризации внутреннего устройства РПН со СТАЛЬНОЙ КРЫШКОЙ



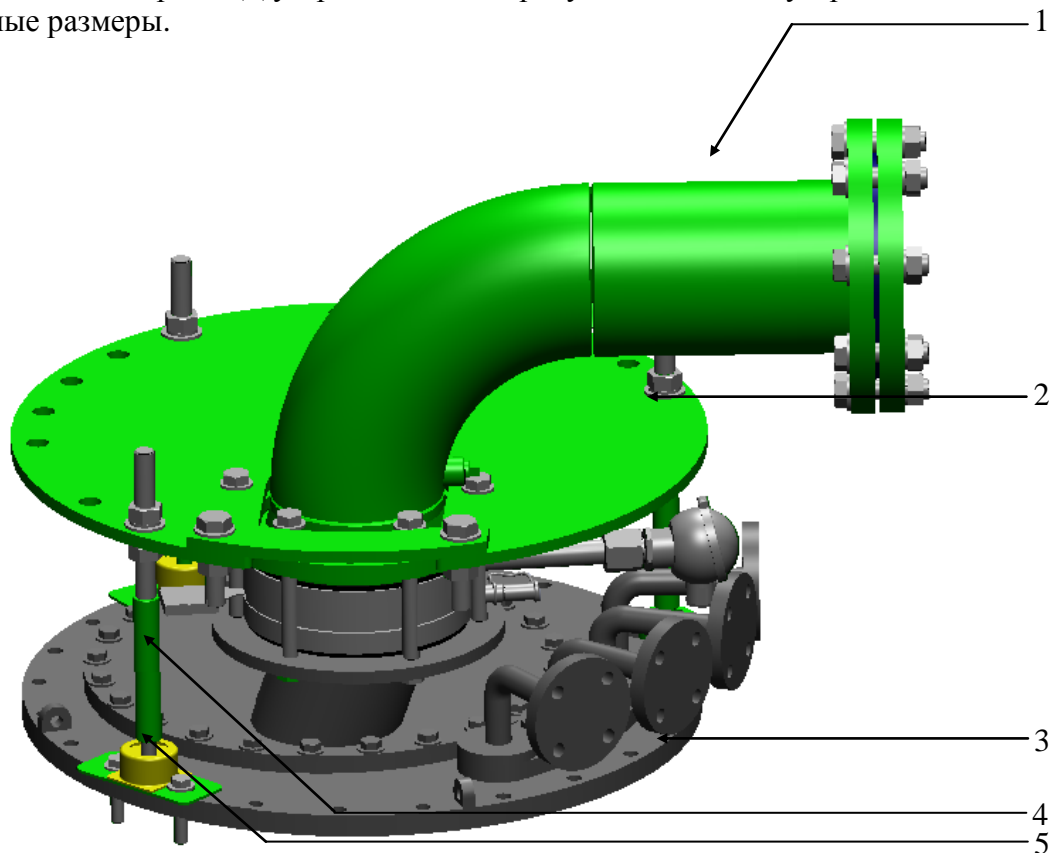
ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Элемент доработки
2	Разрывной диск
3	Декомпрессионная камера
4	Выход в трубу для слива масла
5	Патрубок ТПИГ (необходимо идентифицировать патрубок с производителем устройства РПН)
6	Крышка устройства РПН MR
7	Крышка устройства РПН АВВ

Рис.36. Модуль депрессюризации устройств РПН АВВ и MR



7.1.5 Подпорка МД ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА РПН С АЛЮМИНИЕВОЙ КРЫШКОЙ

Если крышка устройства РПН MR изготовлена из алюминия, то МД внутреннего устройства РПН должен иметь подпорку, как показано на рис.37. Для правильного проектирования подпорки МД устройства РПН требуется знать тип устройства РПН MR и определенные размеры.

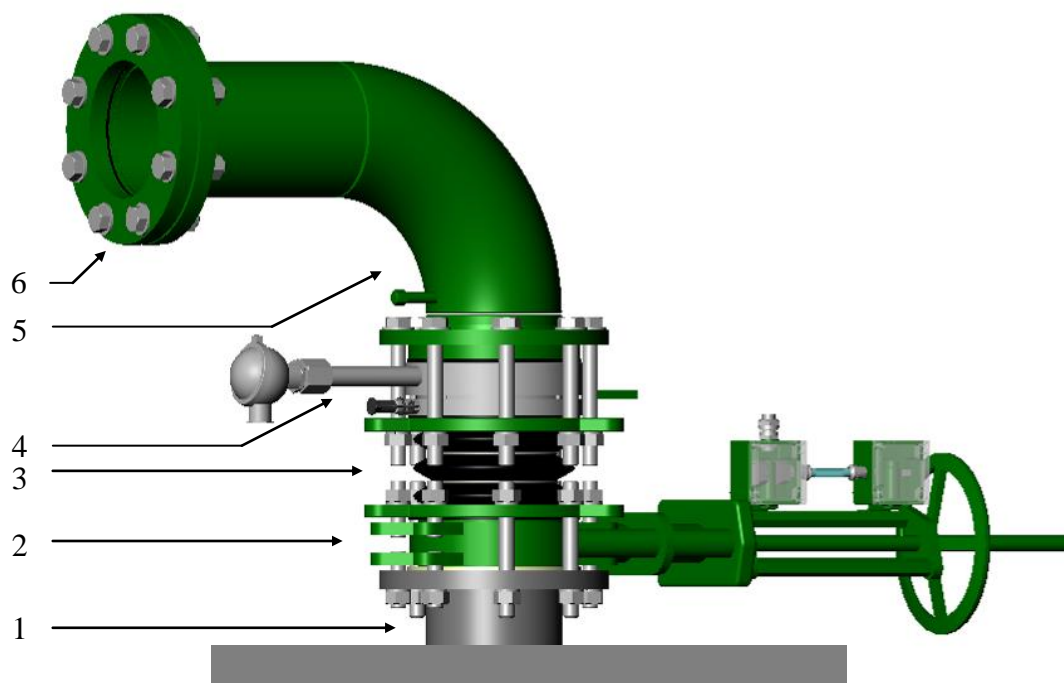


ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	МД РПН
2	Пластинчатая подпорка для устройства РПН MR
3	Алюминиевая крышка устройства РПН MR
4	Длинная резьбовая шпилька
5	Гаситель вибрации

Рис. 37. Модуль депрессюризации с подпоркой для устройства РПН с алюминиевой крышкой



7.1.6 Модуль депрессюризации внешнего устройства РПН



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Элемент доработки
2	Изолирующий вентиль
3	Амортизатор
4	Разрывной диск
5	Декомпрессионная камера
6	Выход в трубу для слива масла

Рис. 38. Модуль депрессюризации внешнего устройства РПН



7.1.7 Модуль депрессюризации маслонаполненной кабельной муфты

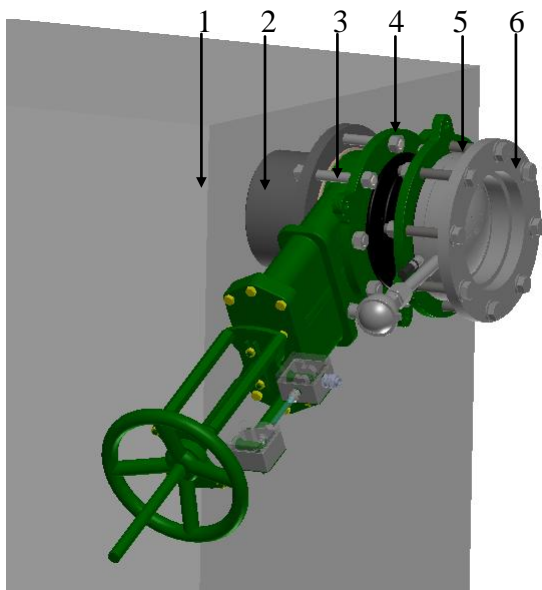
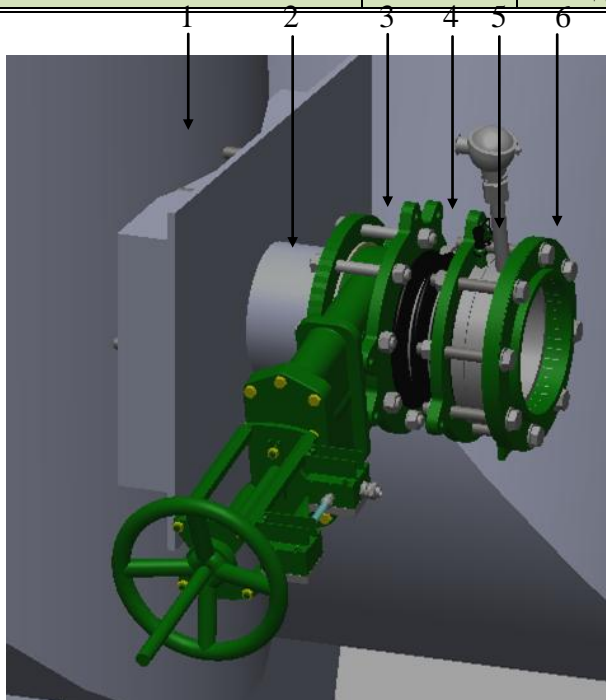


Рис. 39. Модуль депрессюризации МКМ

ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Маслонаполненная кабельная муфта Cable Box	4	Амортизатор
2	Элемент доработки	5	Разрывной диск
3	Изолирующий вентиль	6	Выход в трубу для слива масла



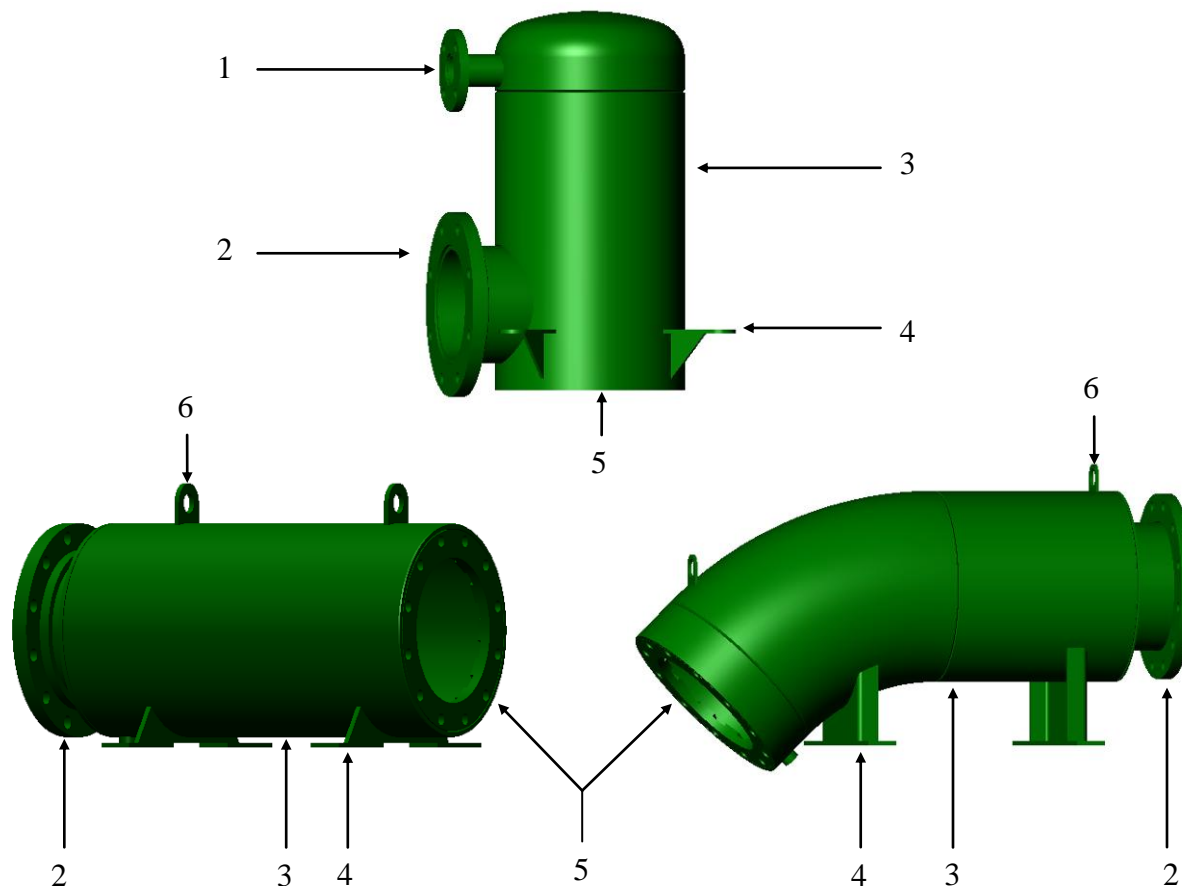
ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Маслонаполненная кабельная муфта Cable Box	4	Амортизатор
2	Элемент доработки	5	Разрывной диск
3	Изолирующий вентиль	6	Выход в трубу для слива масла



Рис.40. Модуль депрессюризации МКМ

7.2 ДЕКОМПРЕССИОННАЯ КАМЕРА

Декомпрессионная камера обеспечивает сброс давления, устраняя волну давления, генерированную динамическим давлением внутри трансформатора в случае события.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Патрубок для трубы отвода газов
2	Патрубок трубы для сброса масла
3	Декомпрессионная камера
4	Патрубок для гасителя вибрации
5	Патрубок разрывного диска
6	Подъемные проушины

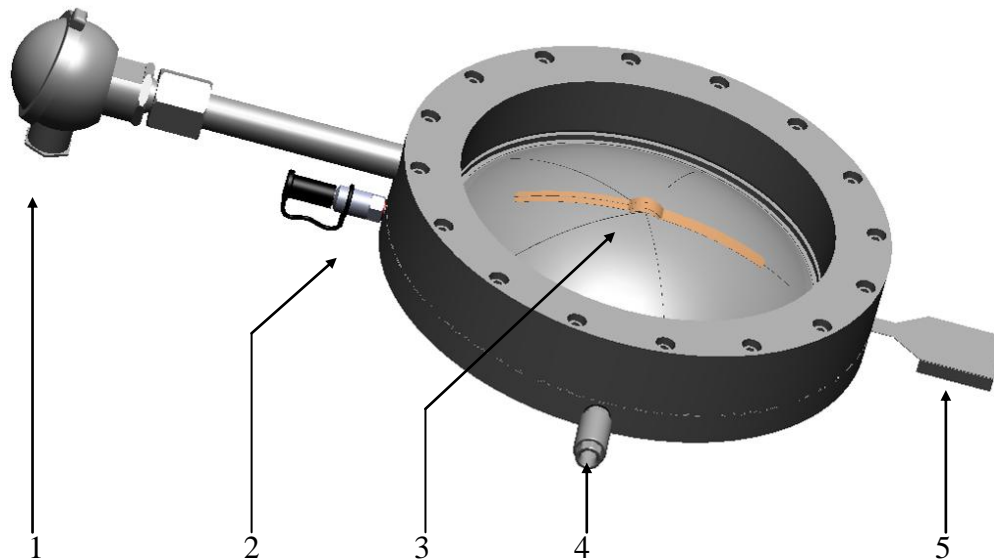
Рис.41.Вертикальная, горизонтальная и 45° декомпрессионная камера

Декомпрессионная камера изготовлена из оцинкованной стали; или из нержавеющей стали, если эту опцию требует заказчик. Декомпрессионная камера имеет подготовленное выходное отверстие с креплениями, прокладками и фланцами, готовыми для подсоединения ТСМ.



7.3 РАЗРЫВНОЙ ДИСК

Во время нормальной работы трансформатора разрывной диск находится в постоянном контакте с маслом трансформатора. Разрывной диск считается самой слабой точкой трансформатора и открывается под действием волн динамического давления от короткого замыкания. Разрывной диск изготавливается по индивидуальному заказу и калибруется с учетом параметров каждого отдельного трансформатора.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Соединительная головка
2	Вакуумный патрубок
3	Одинарный индикатор открытия разрывного диска
4	Защита разрывного диска от избыточного давления
5	Идентификационный ярлык

Рис.42. Разрывной диск

При активации системы ТР, электрический сигнал от одного или двух (дополнительно) индикаторов открытия будет направлен в качестве сигнала открытия разрывного диска на пульт управления. Крышка на соединительной головке разрывного диска снимается, обеспечивая доступ к электрическому соединению диска. Разрывной диск также включает в себя защиту разрывного диска от избыточного давления (ЗРДИД), которая предотвращает открытие разрывного диска под воздействием расширения масла при закрытии изолирующего клапана.



7.4 АМОРТИЗАТОР

Амортизатор изготовлен из антистатического полимера ПТФЭ (тефлон). МД должен быть абсолютно устойчивым и не зависеть от амортизатора. Амортизатор поставляется с тремя стержнями-распорками для предотвращения повреждения из-за сжатия при транспортировке. Во время монтажа три стержня-распорки (болт, шайба, дистанционная втулка и гайка) нужно снять. Амортизатор устанавливается между изолирующим вентилем и разрывным диском. Амортизатор устанавливается на все типы МД, за исключением МД внутреннего устройства РПН.



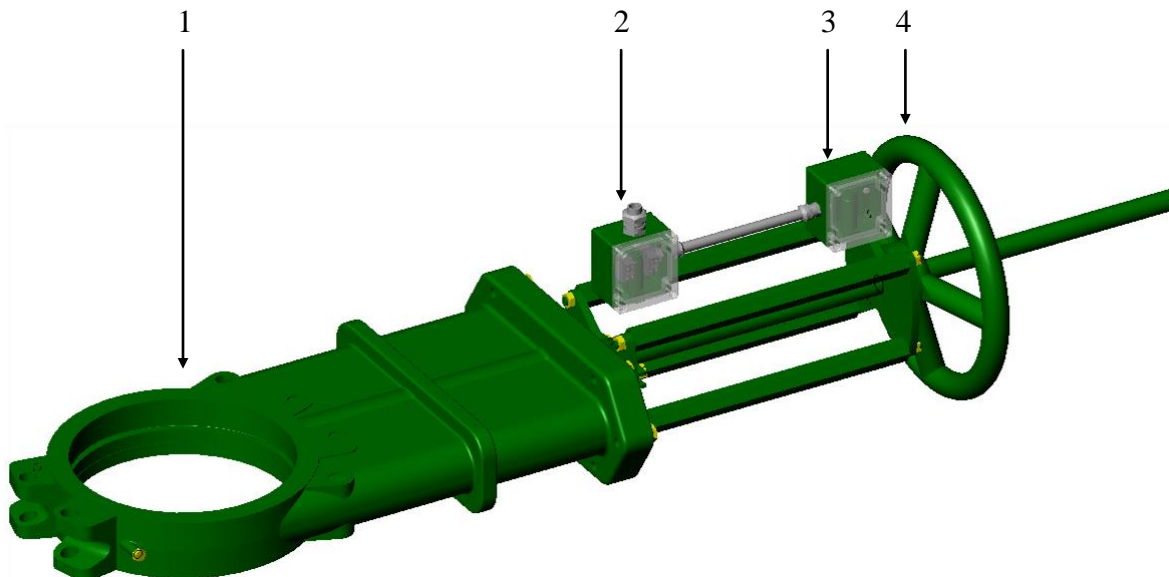
ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Патрубок для стержня-распорки
2	Фланец для разрывного диска
3	Сильфон амортизатора (материал ПТФЭ)
4	Усилительное кольцо
5	Фланец для изолирующего вентиля

Рис.43. Амортизатор



7.5 ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ

Изолирующий вентиль представляет собой двунаправленную шиберно-ножевую задвижку, установленную между элементом доработки и амортизатором. Этот компонент предназначен для изоляции системы ТР от трансформатора во время монтажа и техобслуживания. Изолирующий вентиль состоит из двух датчиков положения – один датчик “Открытый вентиль” и один датчик “Закрытый вентиль”. Четырехжильный кабель с сечением $1,5 \text{ мм}^2$ (14 AWG) подсоединен к клеммам в модуле датчиков изолирующего вентиля (МДИВ).



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Изолирующий вентиль
2	Датчик изолирующего вентиля – Полностью закрыт
3	Датчик изолирующего вентиля – Полностью открыт
4	Маховик

Рис.44. Изолирующий вентиль

Для того чтобы пульт управления находился в режиме “В рабочем состоянии”, изолирующий вентиль должен быть в положении “Вентиль открыт”. Когда изолирующий вентиль находится в промежуточном или закрытом положении (вся система только что была выключена и неспособна выполнять свои функции в случае внутреннего короткого замыкания), пульт управления автоматически перейдет в режим “Не в рабочем состоянии”.



7.6 ГАСИТЕЛИ ВИБРАЦИИ

На основании МД установлены четыре гасителя вибрации (виброгасящие крепления) из нержавеющей стали. Эти гасители вибрации применяются на всех типах МД трансформатора.

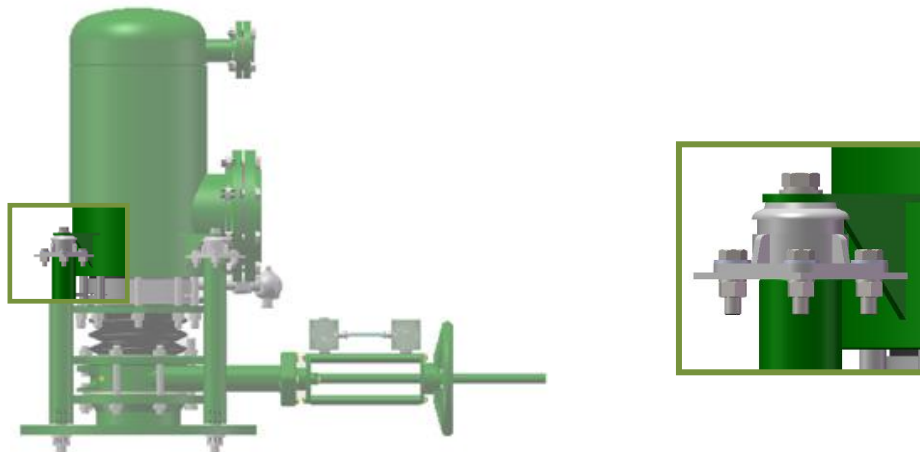


Рис.45. Гаситель вибрации ВМД

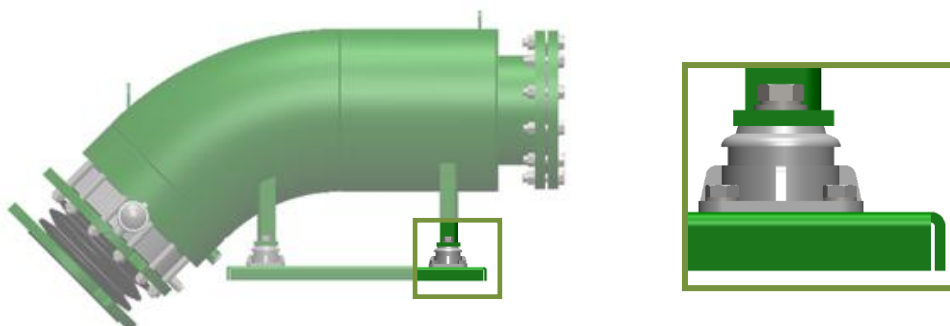


Рис.46. Гаситель вибрации 45°МД

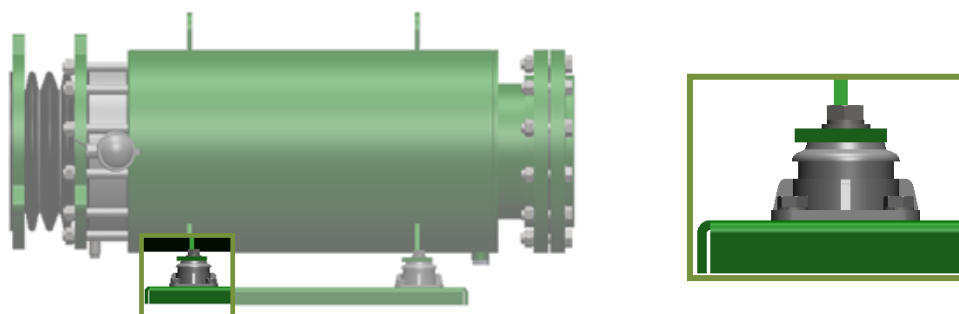
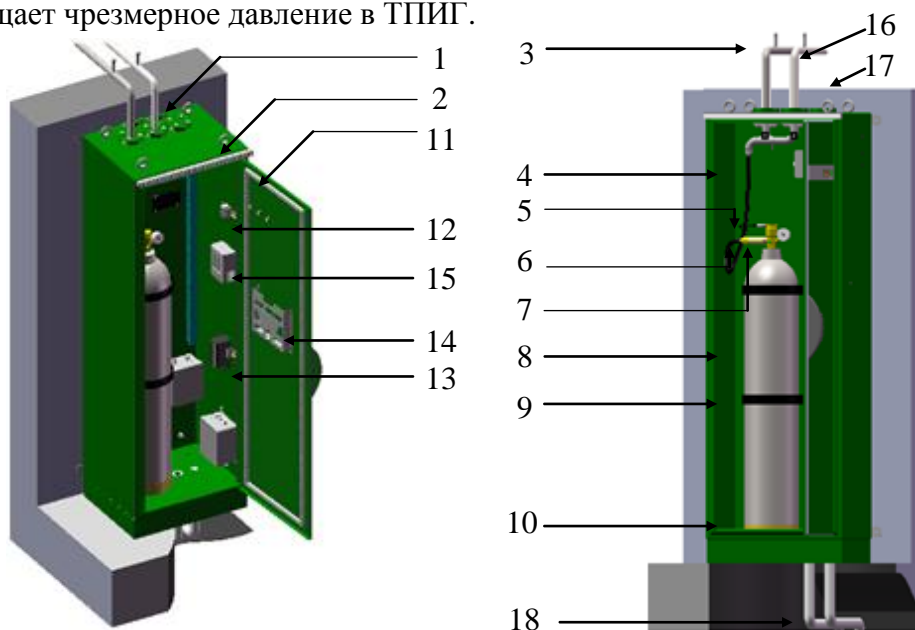


Рис. 47. Гаситель вибрации ГМД

7.7 ШКАФ СИСТЕМЫ ТР

7.7.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ШКАФЕ ТР С ОДНИМ БАЛЛОНОМ

В системе ТР используется инертный газ для устранения всех генерированных взрывоопасных газов и стабилизации трансформатора в безопасном состоянии после процесса депрессюризации. Инертный газ автоматически подается в трансформатор только после подтверждения соответствующих сигналов на пульте управления (Стандартная конфигурация системы ТР). ТПИГ проходит от шкафа ТР до трансформатора, устройств РПН (при наличии) и МКМ (при наличии). Инертный газ содержится в баллоне под давлением до 200 бар (2900 фунтов/кв. дюйм) внутри шкафа ТР и надежно защищен с контролируемой температурой 15°C (59°F) и выше. Редуктор давления внутри шкафа ТР снижает давление инертного газа до 1 бара (14,5 фунтов/кв. дюйм) для обеспечения плавного процесса подачи газа. Предохранительный клапан предотвращает чрезмерное давление в ТПИГ.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	
1	Сдвоенная стойка	11	Шкаф системы ТР	Стандартный комплект поставки системы ТР
2	Подъемные крюки	12	Термостат	
3	Вентиляционный канал	13	Подогреватель	
4	Гибкий шланг	14	Держатель для документов	Вариант для заказчиков
5	Электрический активатор	15	Гигростат	
6	Редуктор давления	*	Внутреннее освещение шкафа	
7	Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа	**	Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа	Комплект поставки Заказчика
8	Баллон инертного газа	**	Устройство ручного пуска для баллона инертного газа	
9	Опора баллона инертного газа	16	Труба подачи инертного газа (ТПИГ), 1 дюйм (Dy25)	
10	Защита основания баллона инертного газа	17	Бетонная стена и цементация	
		18	Канал для прокладки кабелей в шкаф ТР	

* Не показано на изображении. ** Эти компоненты заменяют поз. 7 (Не показано на изображении).

Рис.48. Установленный шкаф ТР с одним баллоном

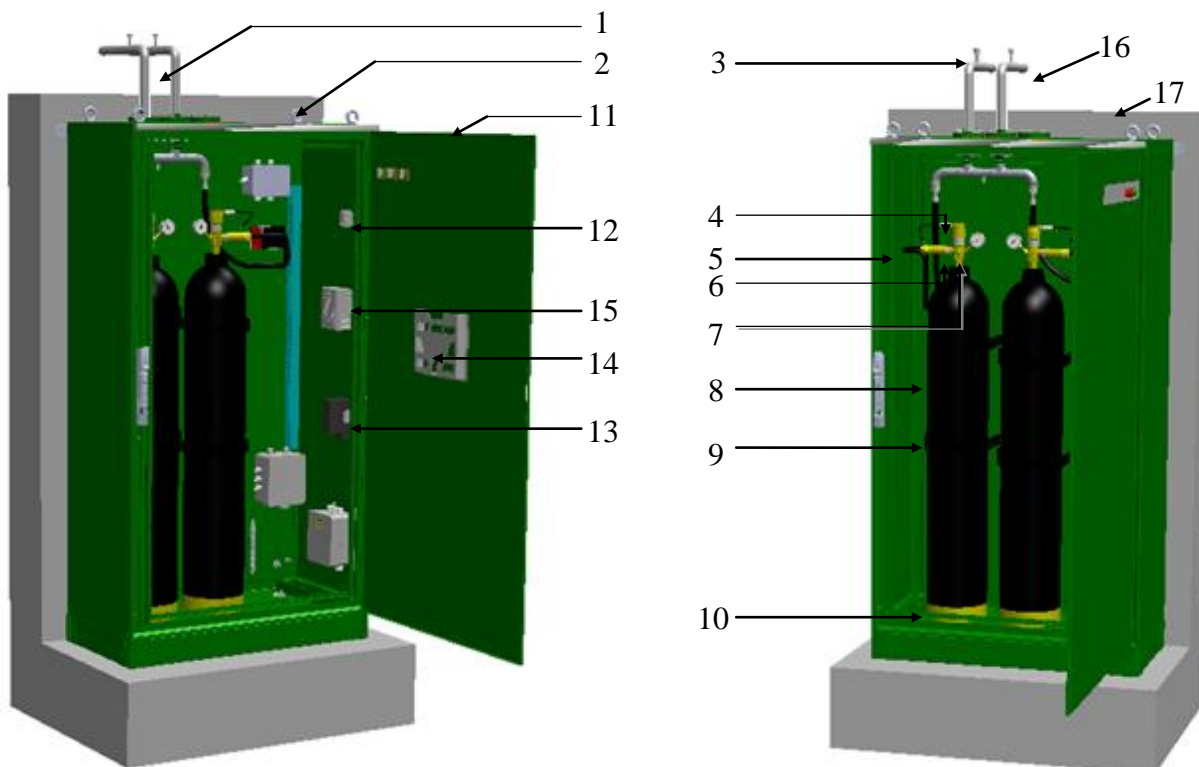
Шкаф ТР не разрешается сверлить или модифицировать.





7.7.2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ШКАФЕ ТР С ДВУМЯ БАЛЛОНАМИ

Трансформаторы с номинальной мощностью 500 МВА и выше необходимо оснащать шкафом ТР с двумя баллонами. Такой шкаф состоит из двух баллонов инертного газа под давлением до 200 бар (2900 фунтов/кв. дюйм), соответственно. Внутри шкафа работает поддерживается температура 15°C (59°F) и выше. Редуктор давления внутри шкафа ТР снижает давление инертного газа до 1 бара (14,5 фунтов/кв. дюйм) для обеспечения плавного процесса подачи газа через распределительный трубопровод двух баллонов внутри шкафа ТР с двумя баллонами. Шкаф ТР оснащен предохранительным клапаном, предотвращающим чрезмерное давление в ТПИГ.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ		
1	Сдвоенная стойка	11	Шкаф системы ТР	Стандартный комплект поставки системы ТР	
2	Подъемные крюки	12	Термостат		
3	Вентиляционный канал	13	Подогреватель		
4	Электрический активатор***	14	Держатель для документов		
5	Гибкий шланг***	15	Гигростат		
6	Редуктор давления***	*	Внутреннее освещение шкафа	Вариант для заказчиков	
			**		Устройство автоматического / ручного пуска для баллона инертного газа
			**		Устройство ручного пуска для баллона инертного газа
7	Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа***	16	Труба подачи инертного газа (ТПИГ), 1 дюйм (Ду25)	Комплект поставки Заказчика	
8	Баллон инертного газа	17	Бетонная стена и цементация		
9	Опора баллона инертного газа***	*	Канал для прокладки кабелей в шкаф ТР		
10	Защита основания баллона инертного газа***				

* Не показано на изображении. ** Эти компоненты заменяют поз. 7 (Не показано на изображении).
*** Для второго баллона инертного газа, состоит из тех же компонентов.

Рис.49. Установленный шкаф ТР с двумя баллонами



Шкаф ТР не разрешается сверлить или модифицировать.



7.7.3 ШКАФ СИСТЕМЫ ТР

Для предотвращения возможных повреждений от воды, шкаф ТР должен устанавливаться в приподнятом положении на бетонном основании или опорной конструкции, так чтобы расстояние между днищем шкафа и полом было не менее 150 мм (6 дюймов). Бетонное основание должно выдерживать нагрузку около 222 кг (490 фунтов). Шкаф ТР должен быть также закреплен на огнеупорной стенке трансформатора или на бетонной стене. Если шкаф ТР не установлен за огнеупорной стенкой трансформатора, он должен быть расположен на расстоянии не менее 5 м (16,4 фута) от трансформатора. Все кабели подсоединяются внутри соответствующих соединительных коробок с помощью определенных разъемов в нижней части шкафа ТР.

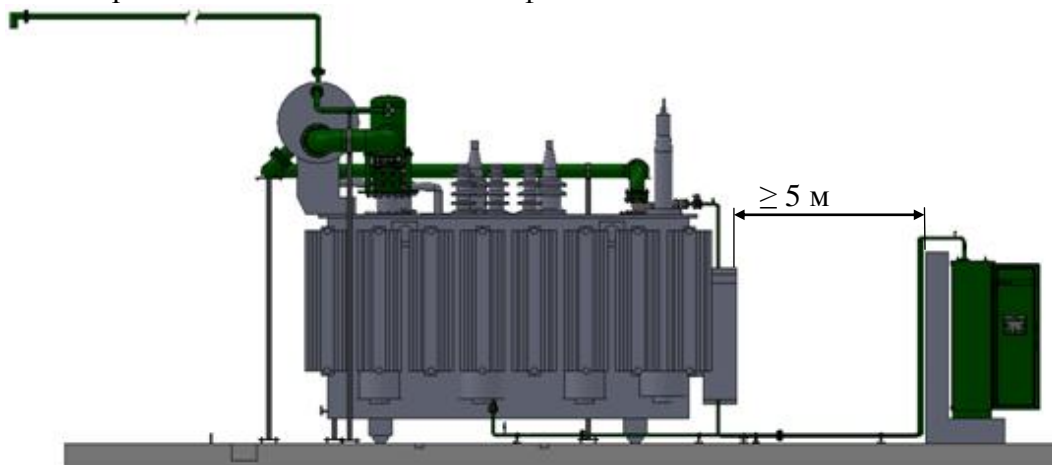


Рис.50. Расположение шкафа ТР без огнеупорной стенки

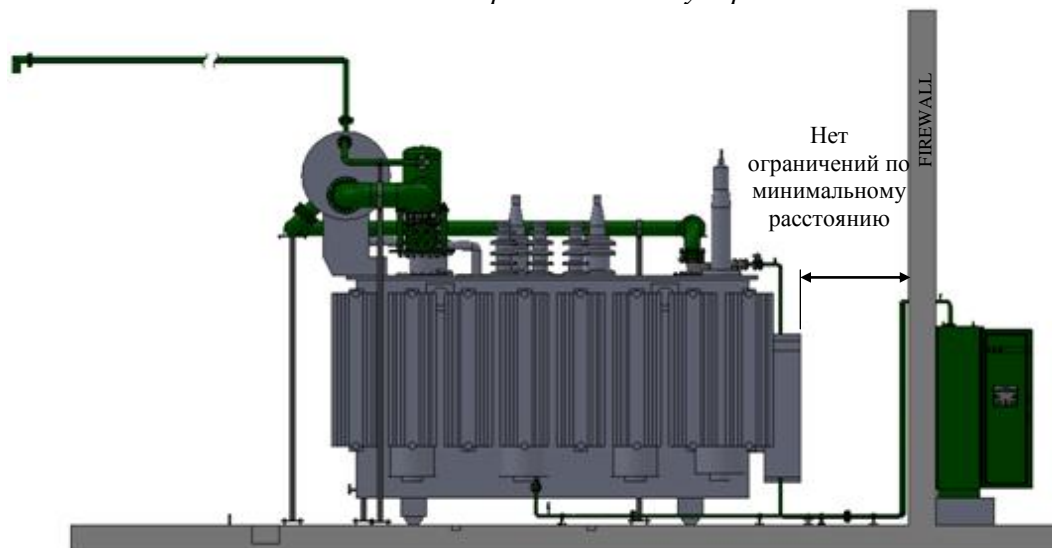


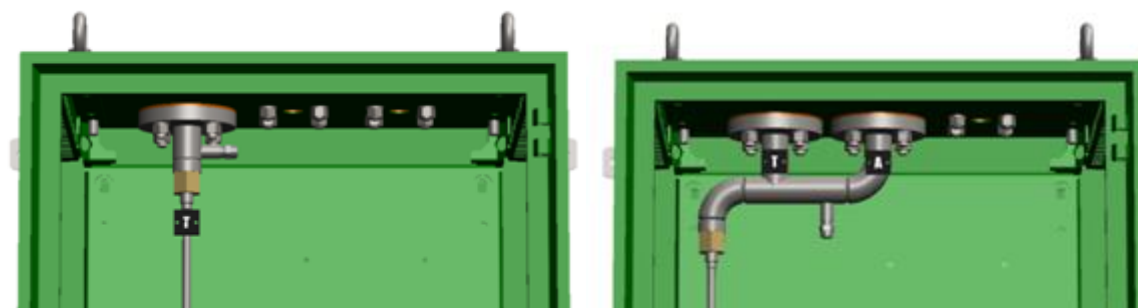
Рис.51. Расположение шкафа ТР с огнеупорной стенкой

7.7.3.1 Шкаф ТР и вентиляционные каналы

Шкаф ТР спроектирован в соответствии с типом конфигурации системы ТР. Верхняя часть шкафа ТР и соответствующие соединения ТПИГ подготовлены для подачи инертного газа в трансформатор. Одна линия используется для подачи инертного газа в трансформатор, а вторая – для подачи в устройство РПН (при наличии) и МКМ (при наличии). Вентиляционный канал устанавливается на ТПИГ (при наличии), на обеих ТПИГ), расположенной над шкафом ТР. Если ТПИГ РПН/МКМ проложена выше вентиляционных каналов, расположенных над шкафом ТР, необходимо установить дополнительные вентиляционные каналы на самой высокой точке ТПИГ. Вентиляционный канал входит в комплект поставки системы ТР.

7.7.3.2 Распределительный трубопровод шкафа ТР

Распределительный трубопровод (манифольд) шкафа ТР обеспечивает непропорциональное разделение потока инертного газа в линии ТПИГ в зависимости от объема отсеков. Предохранительный клапан (ПК), откалиброванный на 5 бар, устанавливается на распределительном трубопроводе для предотвращения избыточного давления. Распределительный трубопровод маркирован буквами “Т” и “А”; “Т” указывает на патрубок ТПИГ для трансформатора, “А” указывает на патрубок ТПИГ для РПН/МКМ.



(а) Система ТР в конфигурации ТР (б) Система ТР в конфигурации ТРА, ТРА и ТРАВ
Рис.52. Распределительный трубопровод для шкафа ТР с одним баллоном

7.7.3.3 Шкаф ТР с одним соединением ТПИГ

Шкаф ТР с одним соединением ТПИГ содержит один фланец Ду25 и два глухих фланца. ТПИГ подсоединяется к соответствующему соединению шкафа ТР и проходит до трансформатора. Этот тип шкафа ТР поставляется только в том случае, если в конфигурации системы ТР не предусмотрена защита устройства РПН и МКМ.

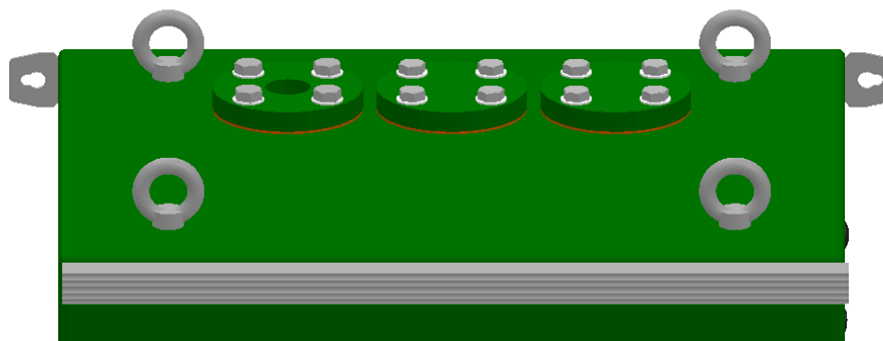


Рис.53. Шкаф ТР с одним соединением ТПИГ



7.7.3.4 Шкаф ТР с двумя соединениями ТПИГ

Шкаф ТР с двумя соединениями ТПИГ содержит два фланца Ду25 и один глухой фланец. ТПИГ, проходящая на трансформатор, подсоединяется к левому фланцу (если смотреть с фронтальной стороны шкафа ТР). ТПИГ, проходящая на устройство РПН и/или МКМ, подсоединяется к правому фланцу (если смотреть с фронтальной стороны шкафа ТР). ТПИГ устройства РПН и/или МКМ подключаются вместе к данному соединению ТПИГ, т.е. этот патрубок обеспечивает подачу инертного газа в обе системы РПН и МКМ, если это применимо.

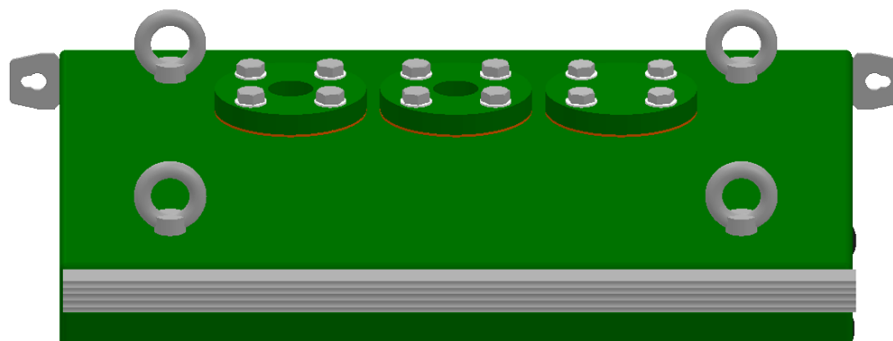


Рис.54. Шкаф ТР с двумя соединениями ТПИГ

7.7.3.5 Баллон инертного газа

Баллон инертного газа имеет объем 50 л с рабочим давлением от 150 бар (2175 фунтов/кв. дюйм) до 250 бар (3626 фунтов/кв. дюйм). Инертный газ заправляется под давлением 200 бар (2900 фунтов/кв. дюйм) через защитную соединительную головку модуля подачи инертного газа. В этот блок входит электрический манометр низкого уровня давления (140 бар / 2031 фунтов/кв. дюйм).

7.7.3.6 Термостат и подогреватель

Температура внутри шкафа ТР контролируется с помощью термостата, установленного внутри шкафа ТР. Температура баллона инертного газа поддерживается на уровне выше 15°C (59°F). Термостат и подогреватель входят в комплект поставки системы ТР. Номинальное напряжение питания подогревателя и термостата составляет 110 - 240 В перем. тока.

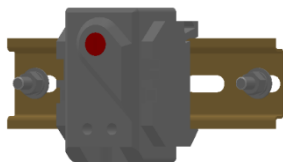


Рис. 55(a)

Термостат шкафа ТР

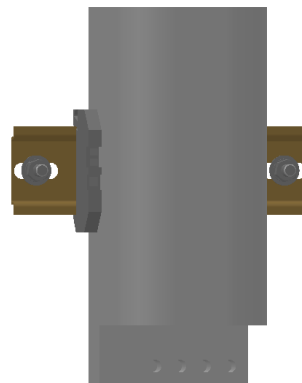


Рис. 55(b)

Подогреватель шкафа ТР

Рис.55. Термостат и подогреватель шкафа ТР



7.7.3.7 Модуль подачи инертного газа

Это механическое устройство запускает процесс активации инертного газа после того, как электрический активатор генерирует искровой разряд. Автоматическая активация происходит после подтверждения логики системы ТР.

а) Электрический активатор

Электрический активатор является пиротехническим устройством, которое включается под воздействием короткого замыкания при управлении от логической схемы пульта управления. Включение осуществляется после подтверждения нескольких состояний на пульте управления. После срабатывания электрического активатора его необходимо заменить.

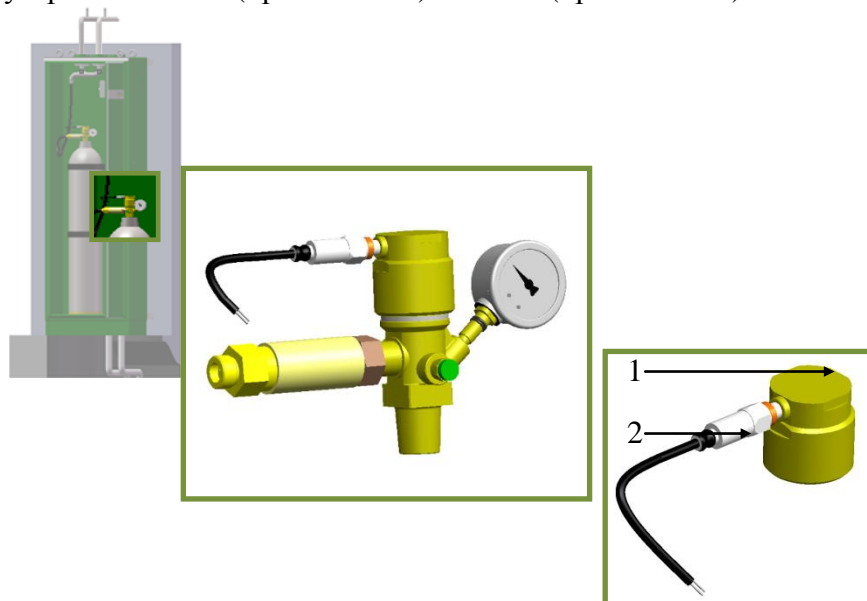


Электрический активатор первоначально устанавливается инженером по вводу в эксплуатацию на этапе ввода в эксплуатацию системы ТР. Во время нормальной эксплуатации и/или техобслуживания трансформатора, персонал по техобслуживанию должен изучить инструкции, содержащиеся в документе “Эксплуатация, техобслуживание и периодические испытания”, для обеспечения правильной замены электрического активатора.

7.7.3.8 Устройство пуска для баллона инертного газа

а) Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа (Стандартное исполнение)

Для автоматической подачи инертного газа, на пульт управления одновременно подаются два сигнала, обеспечивающие автоматический пуск МПИГ. Устройство автоматического пуска баллона инертного газа (стандартный комплект поставки системы ТР) обеспечивает плавную автоматическую подачу инертного газа в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (при наличии) и МКМ (при наличии).



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа
2	Электрический активатор

Рис.56. Устройство автоматического пуска для баллона инертного газа

7.8 БАК ОТДЕЛЕНИЯ МАСЛА И ГАЗОВ

7.8.1 СТАНДАРТНАЯ КОНФИГУРАЦИЯ БОМГ

Расположение БОМГ определяется в соответствии с расположением МД трансформатора, при этом выбирается кратчайший путь для ТСМ. БОМГ не может совместно использоваться другими системами ТР.

7.8.1.1 Разработка интегрированного бака отделения масла и газов

ИБОМГ должен иметь минимальный объем 0,5 м³ (132 галлона) и являться частью бака консерватора трансформатора. При разработке ИБОМГ необходимо учитывать следующие факторы:

- ИБОМГ имеет патрубок для ТСМ (размеры ТСМ соответствуют размерам МД трансформатора), которое должно находиться в самой нижней точке;
- Необходимо установить фланец для доработки ТСМ;
- Необходимо установить патрубок Ду25 (1 дюйм) для ТОГ (если не используется 45°МД);
- Наверху ИБОМГ необходимо подготовить патрубок Ду50 (2 дюйма) для установки ТОВГ.

Производитель трансформатора должен затребовать подтверждение и утверждение разработки конструкции ИБОМГ от Проектного отдела, прежде чем отправить конструкцию в производство. Количество соединений ИБОМГ может различаться в зависимости от конструкции системы ТР.

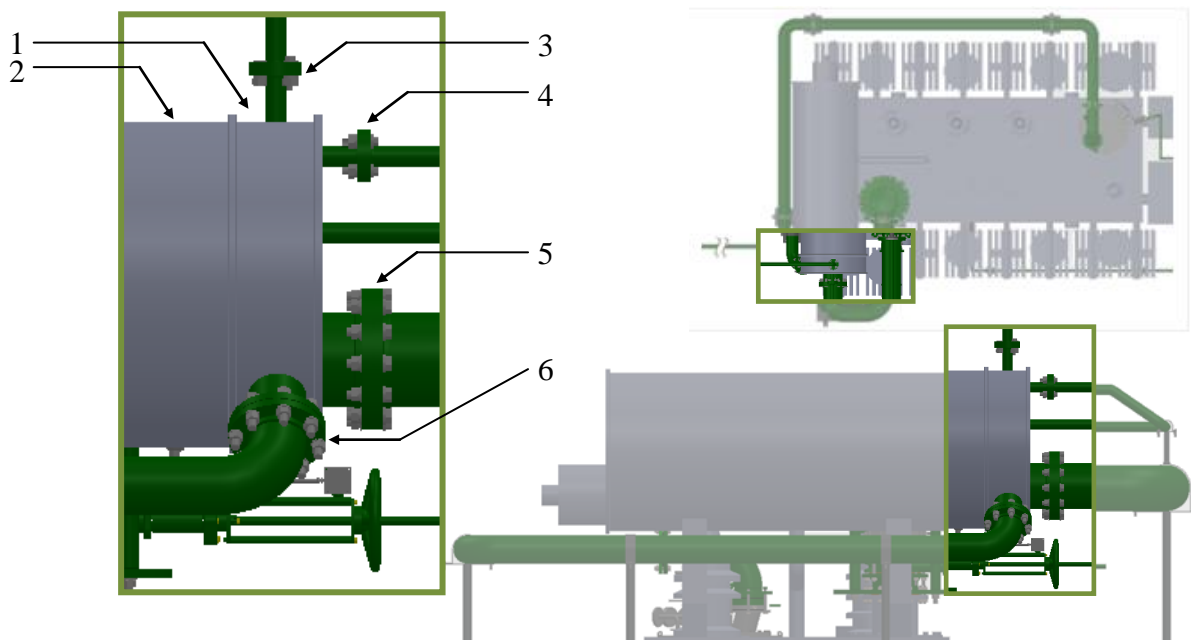


Рис.57. Интегрированный БОМГ (ИБОМГ)

ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Интегрированный БОМГ	4	Патрубок ТОГ
2	Бак консерватора трансформатора	5	Патрубок ТСМ – МД трансформатора
3	Патрубок трубы отвода взрывоопасных газов	6	Патрубок ТСМ – МД РПН



7.8.2 АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ БОМГ СТАНДАРТНОЙ КОНФИГУРАЦИИ

Если невозможно установить ИБОМГ, имеются альтернативные решения, соответствующие спецификации на систему ТР. Эти альтернативы предполагают изменение конструкции БОМГ. Другой тип БОМГ может быть либо включен в комплект поставки системы ТР, либо поставлен Заказчиком. БОМГ не может совместно использоваться другими системами ТР.

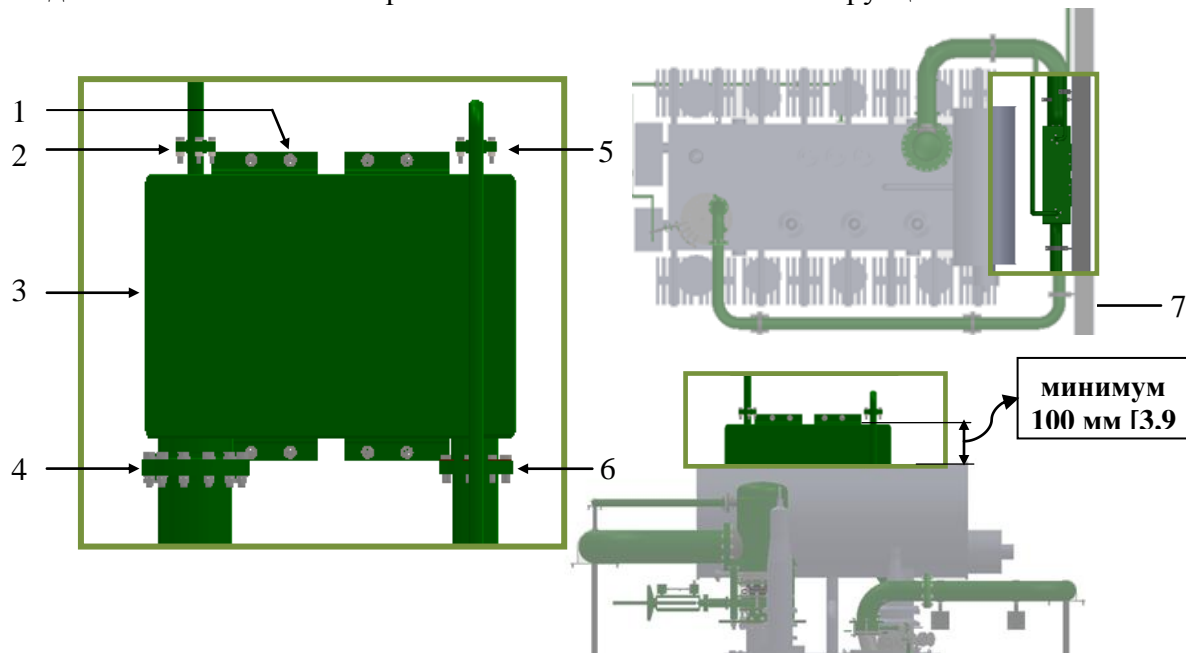
7.8.2.1 Настенный бак отделения масла и газов

НБОМГ должен иметь минимальный объем 0,5 м³ (132 галлона), а размеры соединения ТСМ должны соответствовать размерам МД трансформатора.

При разработке ИБОМГ необходимо учитывать следующие факторы.

- Патрубок для ТСМ должен быть расположен у днища НБОМГ.
- Необходимо установить фланец для доработки ТСМ.
- Наверху НБОМГ необходимо установить патрубок Ду25 (1 дюйм) для ТОГ (если не используется 45°МД).
- Необходимо установить фланец для доработки ТОГ.
- Наверху НБОМГ необходимо установить патрубок Ду50 (2 дюйма) для ТОВГ.
- Необходимо установить фланец для доработки ТОВГ.

НБОМГ должен быть надежно закреплен на огнеупорной стенке трансформатора, при этом верхняя часть НБОМГ должна располагаться выше самой высокой точки бака консерватора трансформатора как минимум на 100 мм (3,9 дюйма). Количество соединений НБОМГ может различаться в зависимости от конструкции системы ТР.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Опора НБОМГ	5	Патрубок ТОГ
2	Патрубок ТОВГ	6	Патрубок ТСМ – МД РПН
3	НБОМГ	7	Огнеупорная стенка
4	Патрубок ТСМ – МД трансформатора		

Рис.58. НБОМГ, установленный на огнеупорной стенке



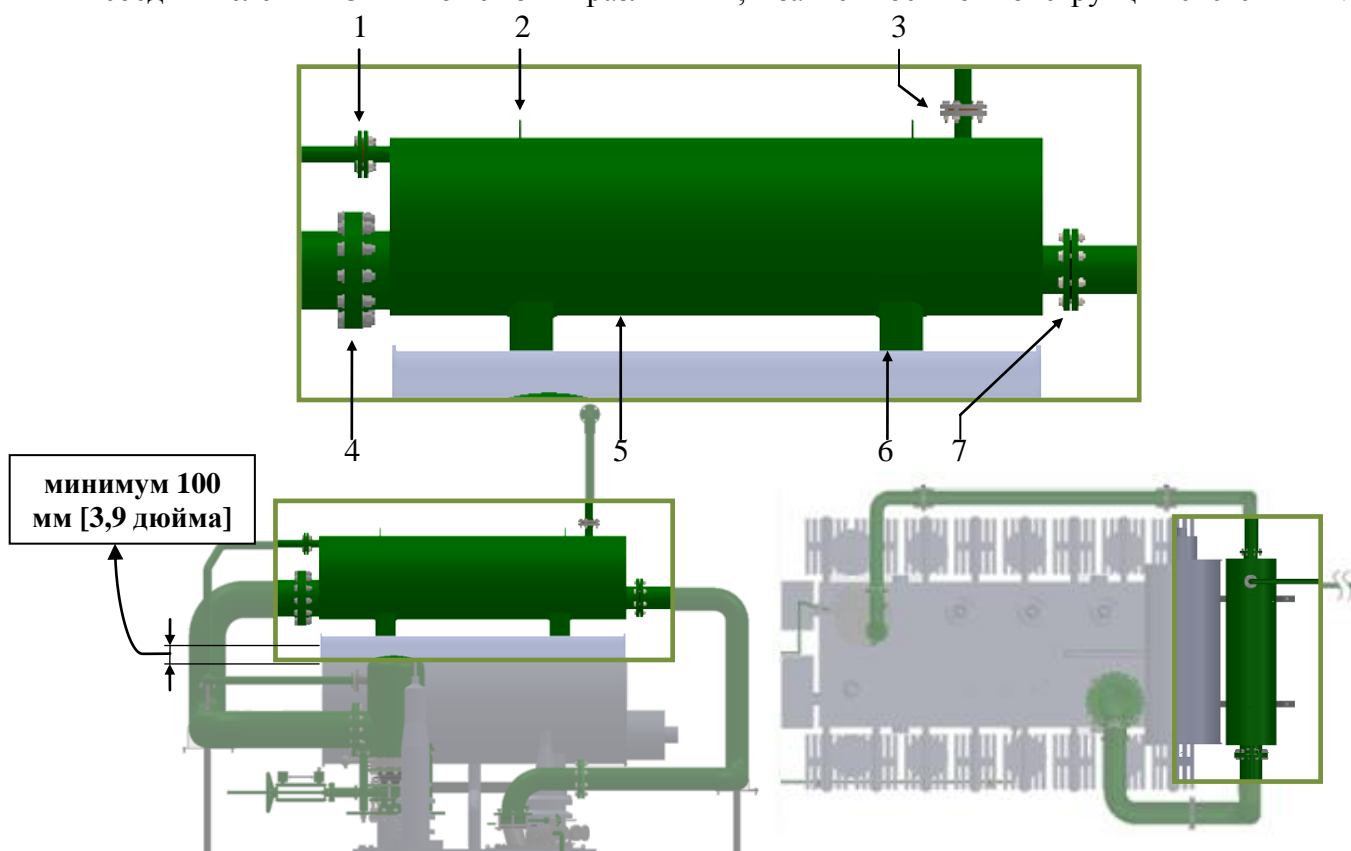
7.8.2.2 Приподнятый бак отделения масла и газов

ПБОМГ представляет собой цилиндрический отсек, спроектированный в соответствии с конструкцией консерватора трансформатора. ПБОМГ должен иметь минимальный объем 0,5 м³ (132 галлона).

При разработке ПБОМГ необходимо учитывать следующие факторы.

- Патрубок для ТСМ должен быть расположен в самой нижней точке ПБОМГ.
- Необходимо установить фланец для доработки ТСМ.
- Наверху или на боковой стороне ПБОМГ необходимо установить патрубок Ду25 (1 дюйм) для ТОГ (если не используется 45°МД).
- Необходимо установить фланец для доработки ТОГ.
- Наверху ПБОМГ необходимо установить патрубок Ду50 (2 дюйма) для ТОВГ.
- Необходимо установить фланец для доработки ТОВГ.

ПБОМГ должен быть надежно закреплен и опираться на трансформатор или грунт, при этом нижняя часть ПБОМГ должна располагаться выше самой высокой точки бака консерватора трансформатора как минимум на 100 мм (3,9 дюйма). Количество соединителей ПБОМГ может быть различным, в зависимости от конструкции системы ТР.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Патрубок трубы отвода газов	5	Приподнятый бак отделения масла и газов
2	Подъемные крюки	6	Опора
3	Патрубок трубы отвода взрывоопасных газов	7	Патрубок трубы для слива масла – МД РПН
4	Патрубок трубы для слива масла – МД трансформатора		

Рис.59. ПБОМГ для конфигурации ТРА



7.9 МОДУЛЬ ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ

Модуль отвода взрывоопасных газов (МОВГ) состоит из трубы отвода взрывоопасных газов (ТОВГ) и клапана отсечки воздуха (КОВ). После активации системы ТР и подачи инертного газа в трансформатор, все взрывоопасные газы отводятся от трансформатора и оборудование в безопасное место в окружающей среде.

7.9.1 КЛАПАН ОТСЕЧКИ ВОЗДУХА

КОВ представляет собой запорный клапан, используемый для отвода всех взрывоопасных газов, накопившихся после активации системы ТР. КОВ является обратным клапаном, который не допускает поступление воздуха в трубопровод и облегчает выпуск взрывоопасных газов из системы. КОВ должен устанавливаться на высоте не менее 5 м (16,4 фута) от грунта и на расстоянии 100 мм (3,9 дюйма) над БОМГ. Дополнительная информация приводится в разделе 9.3.

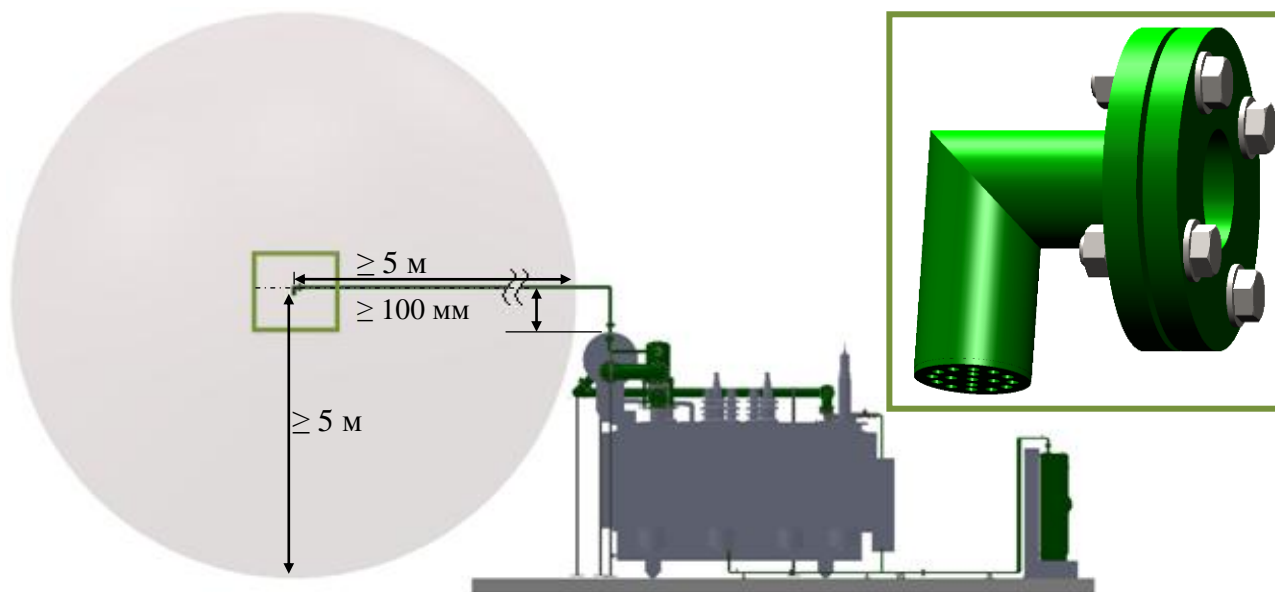


Рис.60: Клапан отсечки воздуха



КОВ должен находиться на расстоянии не менее 5 м (16,4 фута) от грунта, трансформатора и любого соседнего оборудования. Также КОВ должен быть расположен на расстоянии не менее 100 мм (3,9 дюйма) над самой высокой точкой БОМГ.



7.10 ВЕНТИЛЯЦИОННЫЙ ШТУЦЕР

Вентиляционный штуцер, состоящий из нипеля и герметизирующей гайки из нержавеющей стали, обеспечивает выпуск наружу воздуха, попавшего в ТПИГ. Вентиляционный штуцер входит в комплект поставки системы ТР.

Вентиляционный штуцер должен располагаться в следующих местах.

- Над шкафом ТР на ТПИГ в трансформатор.
- Над шкафом ТР на ТПИГ в устройство РПН/МКМ.
- В самой высокой точке ТПИГ в трансформатор (если труба выше, чем вентиляционный штуцер над шкафом ТР).
- В самой высокой точке ТПИГ в устройство РПН (если труба выше, чем вентиляционный штуцер над шкафом ТР).
- В самой высокой точке ТПИГ в МКМ (если труба выше, чем вентиляционный штуцер над шкафом ТР).

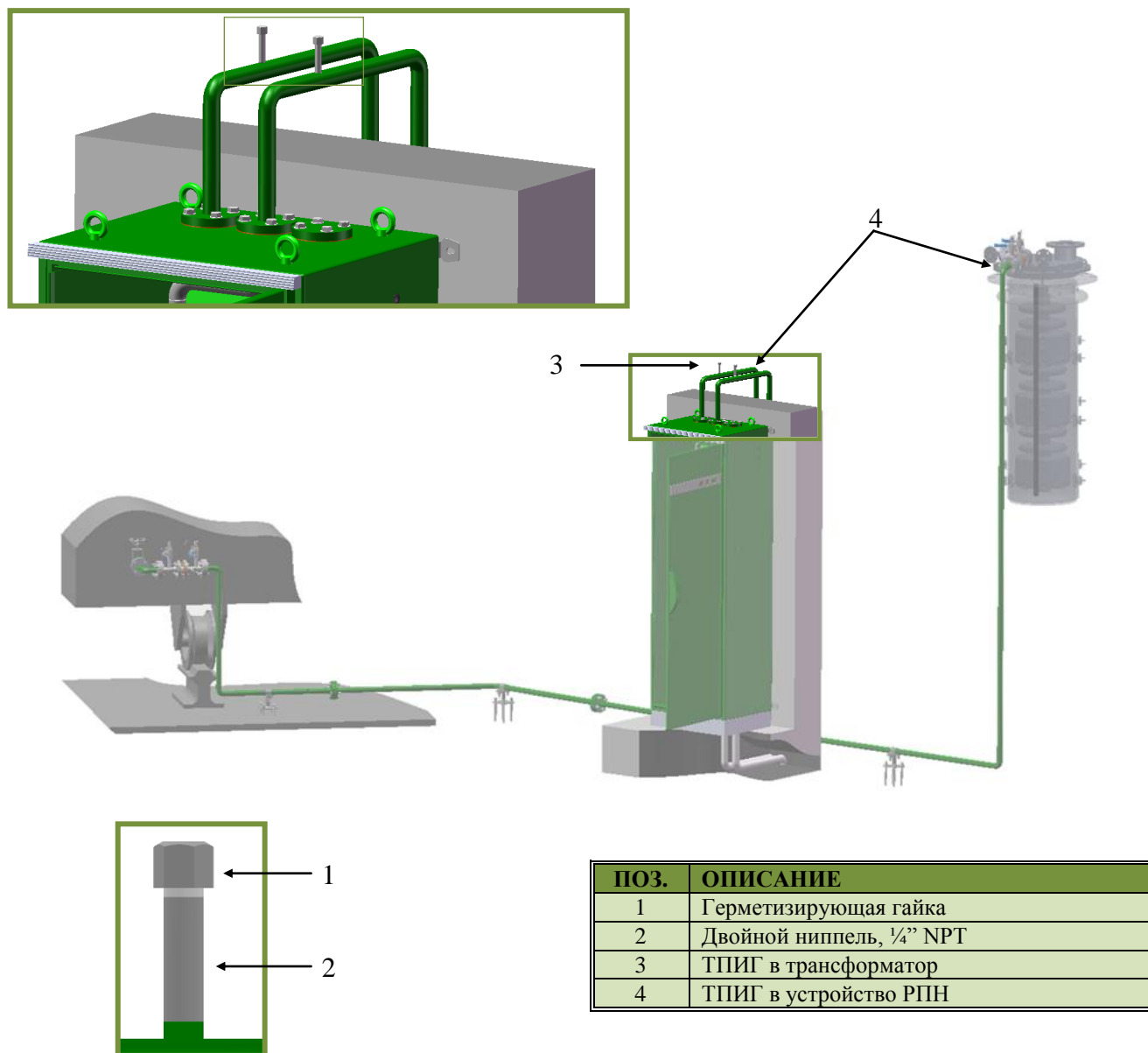


Рис.61: Расположение вентиляционных штуцеров на ТПИГ

7.11 МОДУЛЬ ОБРАТНОГО КЛАПАНА ДЛЯ ТПИГ

7.11.1 РУЧНЫЕ ШАРОВЫЕ КЛАПАНЫ

Два ручных клапана поставляются для заполнения ТПИГ по всей длине трансформаторным маслом. Благодаря этому предотвращается проникновение воздуха в трансформатор во время подачи инертного газа. Гибкий шланг предназначен для соединения двух ручных клапанов с шунтированием обратного клапана, благодаря чему обеспечивается наполнение ТПИГ маслом. Та же конструкция, которая показана ниже применительно к устройству РПН, используется для МКМ. Ручные клапаны, обратный клапан и разгрузочно-предохранительный клапан входят в комплект поставки системы ТР. Они поставляются, свариваются и собираются как единая часть объема поставки.

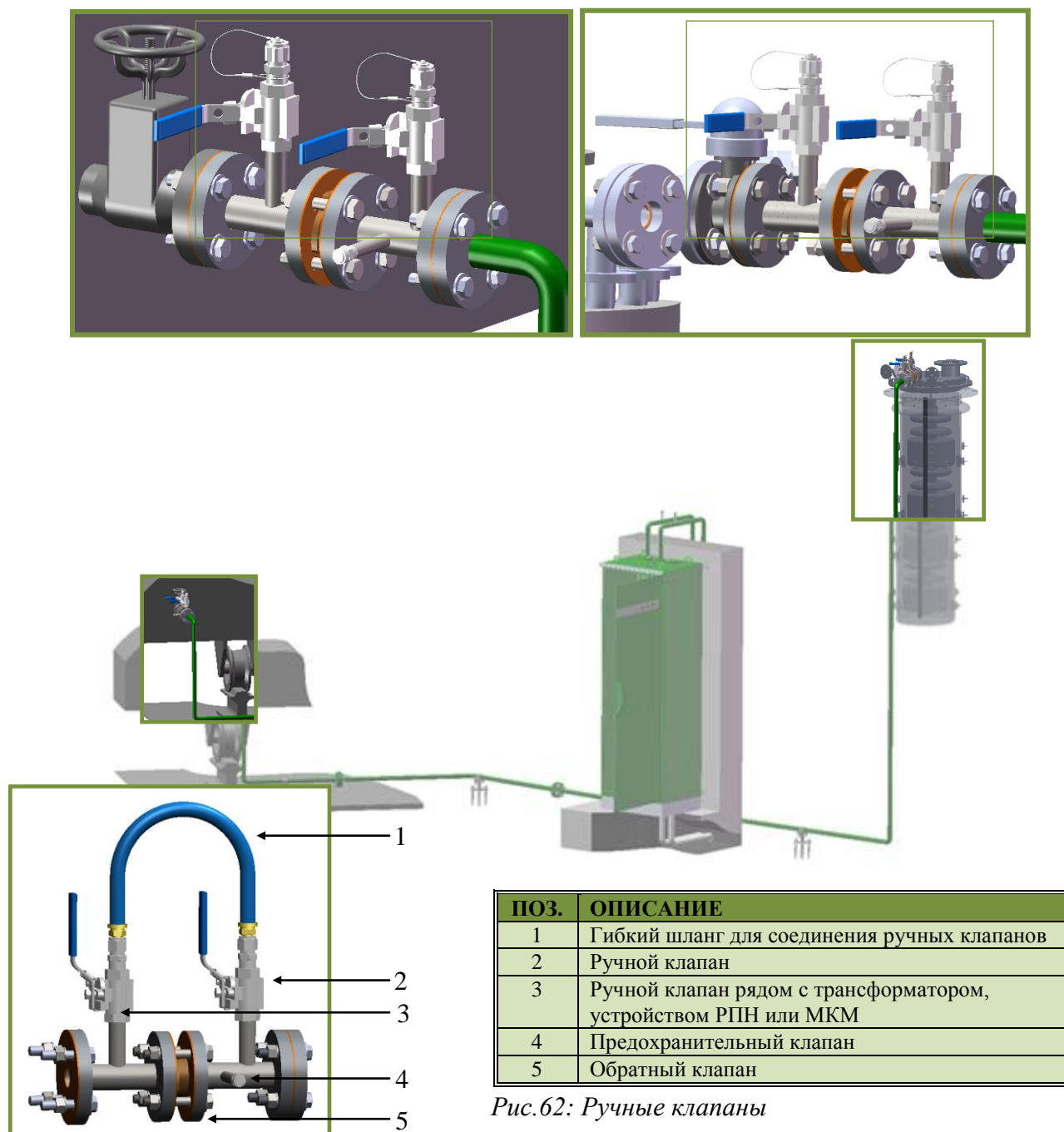


Рис. 62: Ручные клапаны



7.11.2 РАЗГРУЗОЧНО-ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН

Разгрузочно-предохранительный клапан (ПК) предотвращает образование избыточного давления в ТПИГ. ПК имеет уставку открытия 3,5 бар (50 фунтов/кв. дюйм). В комплект поставки входит гнездо для клапана, изготовленное из оцинкованной или нержавеющей стали. Гнездо необходимо приварить к ТПИГ. Затем ПК навинчивается на гнездо с гальваническим покрытием. Предохранительный клапан поставляется, сваривается и собирается в модуль обратного клапана для ТПИГ.

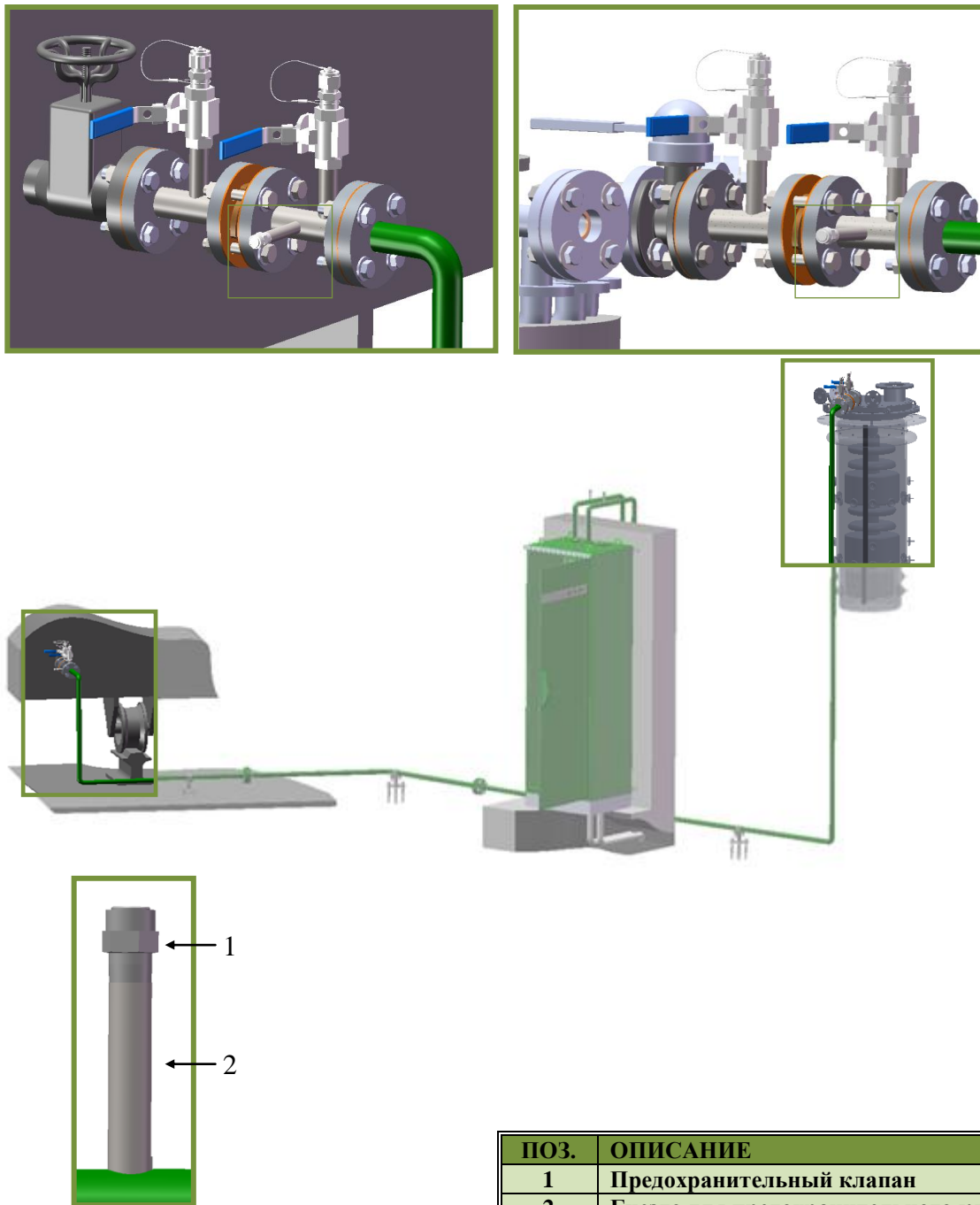


Рис.63: Предохранительный клапан, расположенный на ТПИГ



7.11.3 ОБРАТНЫЙ КЛАПАН

Обратный клапан (ОК) предотвращает слив масла из трансформатора в случае отсоединения или случайного повреждения ТПИГ. ОК с соединением Ду25 (1 дюйм) должен быть установлен между двумя фланцами на ТПИГ. Фланец ОК поставляется, сваривается и собирается в модуль обратного клапана для ТПИГ. Та же конструкция, которая показана ниже применительно к устройству РПН, используется для МКМ. ОК входит в комплект поставки системы ТР.

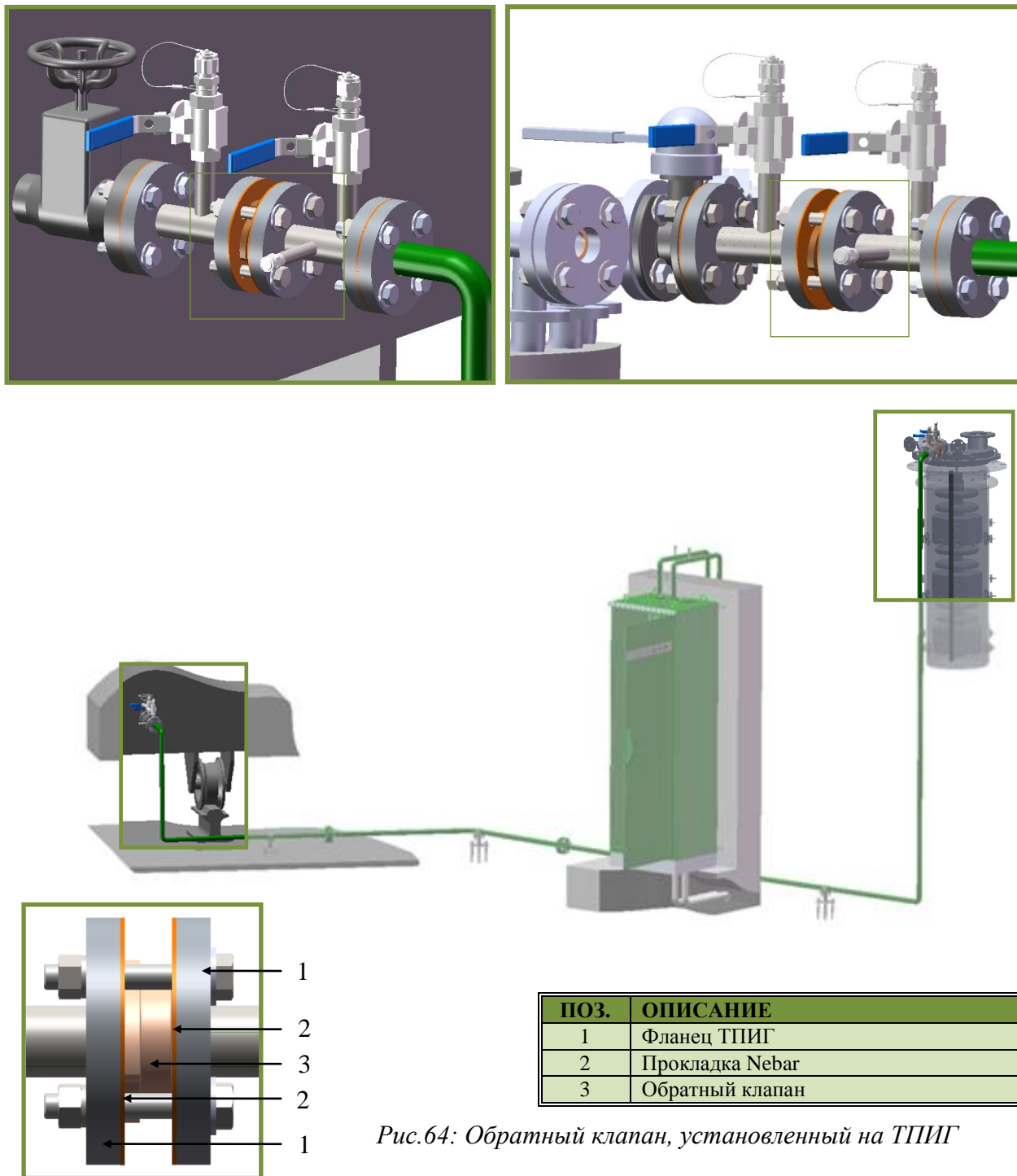
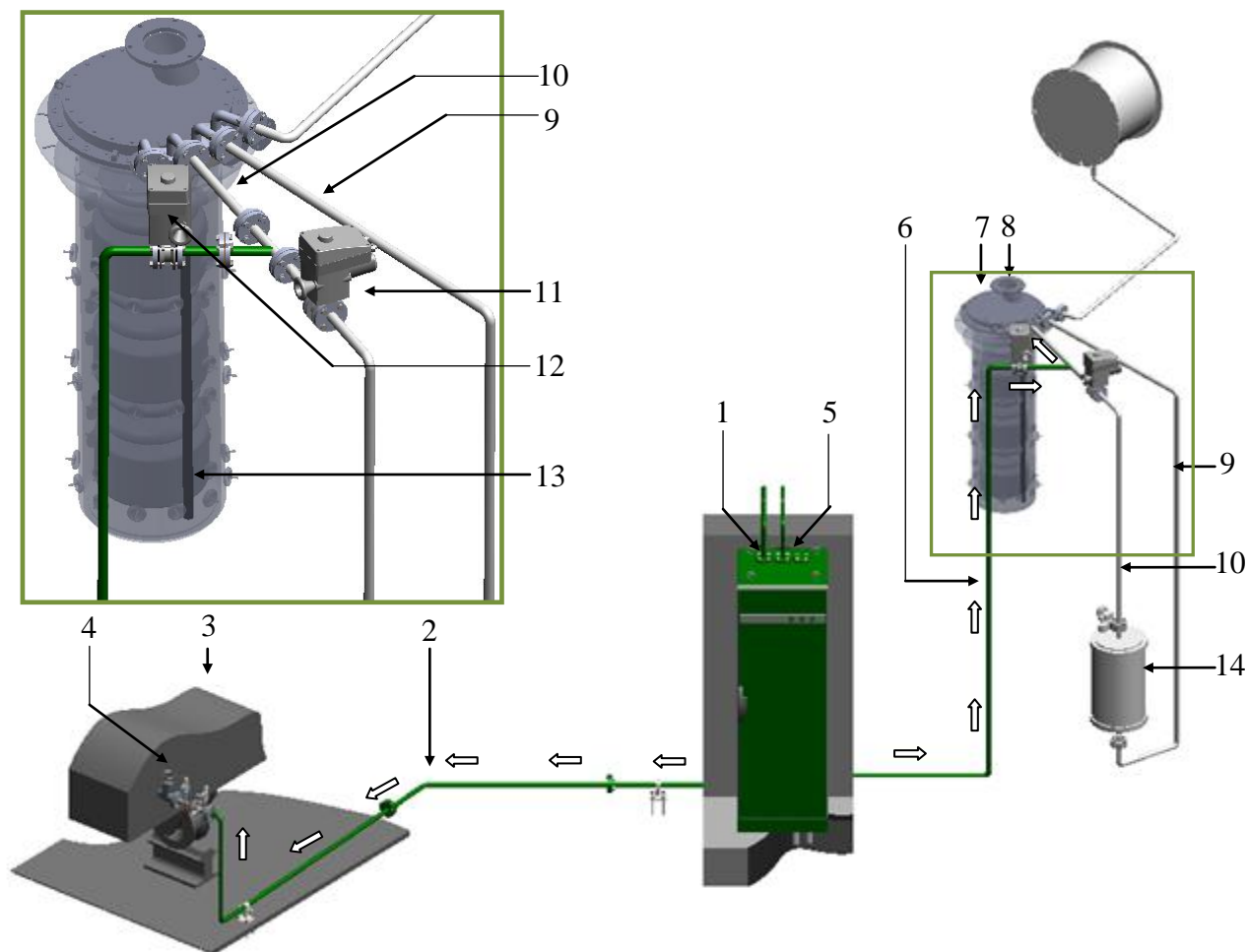


Рис.64: Обратный клапан, установленный на ТПИГ



7.12 ПРИМЕНЕНИЕ С УСТРОЙСТВОМ ФИЛЬТРАЦИИ МАСЛА

Инертный газ подается через ТПИГ для поддержания безопасного состояния внутри устройства РПН/МКМ. Устройство фильтрации масла (УФМ) должно быть полностью изолировано от устройства РПН/МКМ и системы ТР во время подачи инертного газа, и с этой целью применяются два электроклапана.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Соединение ТПИГ трансформатора в шкафу ТР	8	Фланец Ду150 (6 дюймов) для МД РПН
2	ТПИГ трансформатора	9	Входной трубопровод УФМ от устройства РПН
3	Трансформатор	10	Выходной трубопровод УФМ на устройство РПН
4	Дренажный клапан трансформатора	11	Электроклапан S2
5	Соединение ТПИГ устройства РПН в шкафу ТР	12	Электроклапан S1
6	ТПИГ устройства РПН, соединенная с выходным трубопроводом УФМ	13	ТПИГ устройства РПН, проходящая до дна устройства РПН
7	Устройство РПН	14	УФМ

Рис. 65: Соединение ТПИГ с устройством РПН, которое оснащено устройством фильтрации масла



- Электроклапан S1, расположенный на ТПИГ РПН, нормально закрыт для предотвращения смешивания масла трансформатора и устройства РПН, когда работает насос УФМ. При активации инертного газа электроклапан S1 открывается.
- Электроклапан S2, расположенный рядом с выходом УФМ, нормально открыт и закрывается только при подаче инертного газа, что осуществляется для предотвращения чрезмерного давления в УФМ.

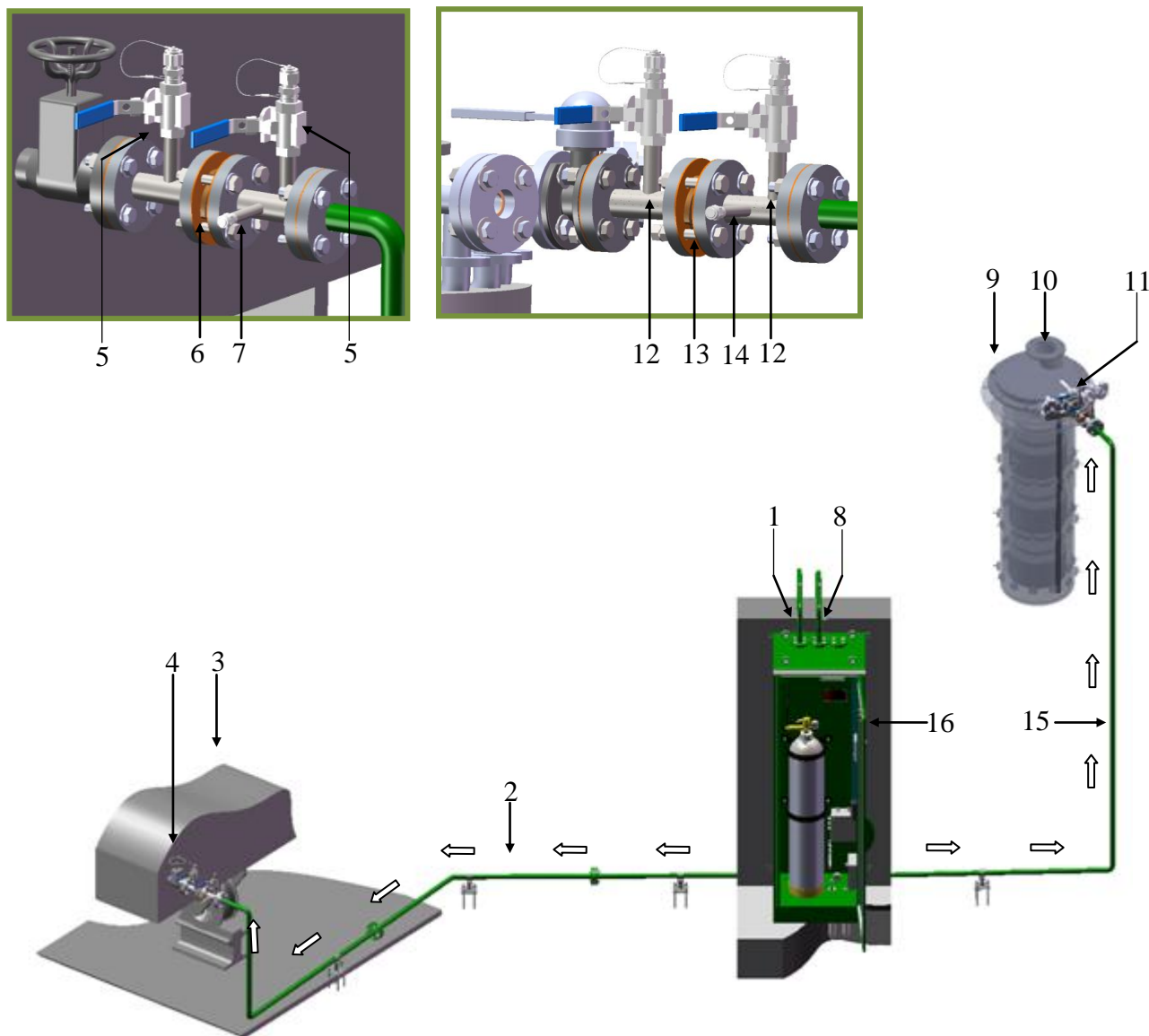


Та же конструкция, которая показана на рис. 65, используется для МКМ.

7.13 СОЕДИНЕНИЕ ТПИГ

Для соединения ТПИГ со всеми типами устройств РПН/МКМ могут использоваться следующие соединительные устройства.

- Ручной шаровой клапан с соединительным фланцем Ду25 (1 дюйм).





ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Соединение ТПИГ трансформатора в шкафу ТР	9	Устройство РПН
2	ТПИГ трансформатора	10	Фланец Ду150 (6 дюймов) для МД РПН
3	Трансформатор	11	Соединение ТПИГ РПН
4	Сливной клапан трансформатора	12	Ручной клапан ТПИГ устройства РПН
5	Ручной клапан ТПИГ трансформатора	13	Обратный клапан ТПИГ устройства РПН
6	Обратный клапан ТПИГ трансформатора	14	Предохранительный клапан ТПИГ устройства РПН
7	Предохранительный клапан ТПИГ трансформатора	15	ТПИГ устройства РПН
8	Соединение ТПИГ РПН в шкафу ТР	16	Шкаф ТР

Рис.66: Соединение ТПИГ с устройством РПН без УФМ



Та же конструкция, которая показана на рис. 66, используется на МКМ.

7.13.1 ЭЛЕКТРОКЛАПАН

Электроклапан пропускает или блокирует поток жидкости или газа. Время работы электроклапана ($0^\circ - 90^\circ$) составляет 6 секунд. В дежурном режиме клапан находится в закрытом положении, а при активации клапан автоматически открывается. Электроклапан может применяться в нескольких различных сценариях, например:

- Установка на ТОГ для ГМД, что позволяет отводить взрывоопасные газы из трансформатора после активации. Дополнительная информация приводится в разделе 9.2.2.

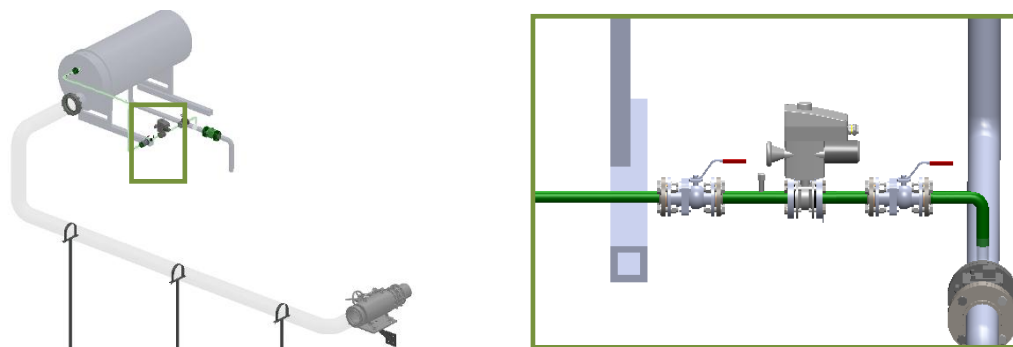


Рис.67: Электроклапан для ТОГ ГМД



- Установка на УФМ (автоматическая изоляция УФМ). Дополнительная информация приводится в разделе 7.13.

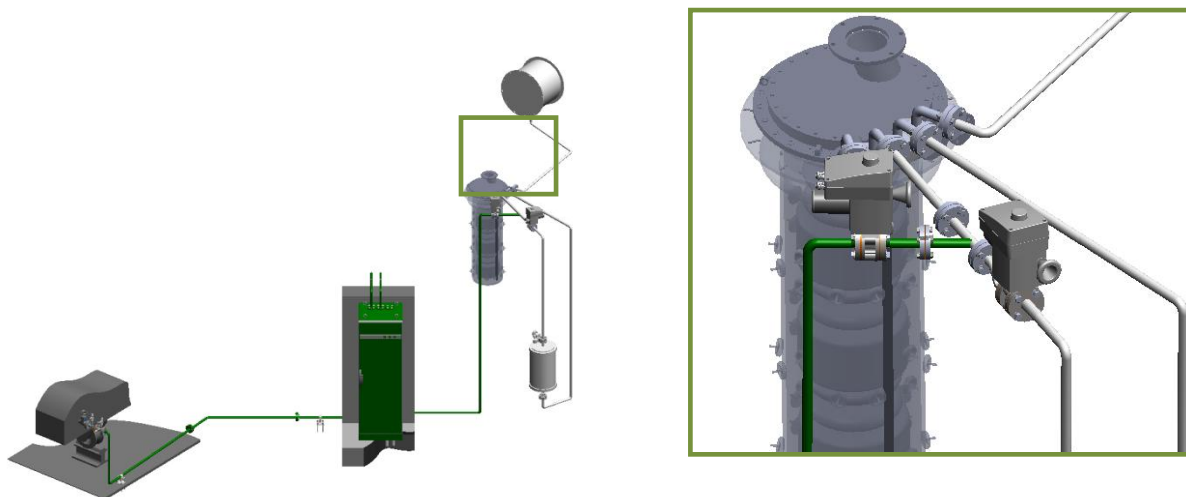


Рис. 68: Электроклапан для УФМ РПН

- (Опция). Установка на ТПИГ для подачи инертного газа в трансформатор, устройство РПН и МКМ при активации.

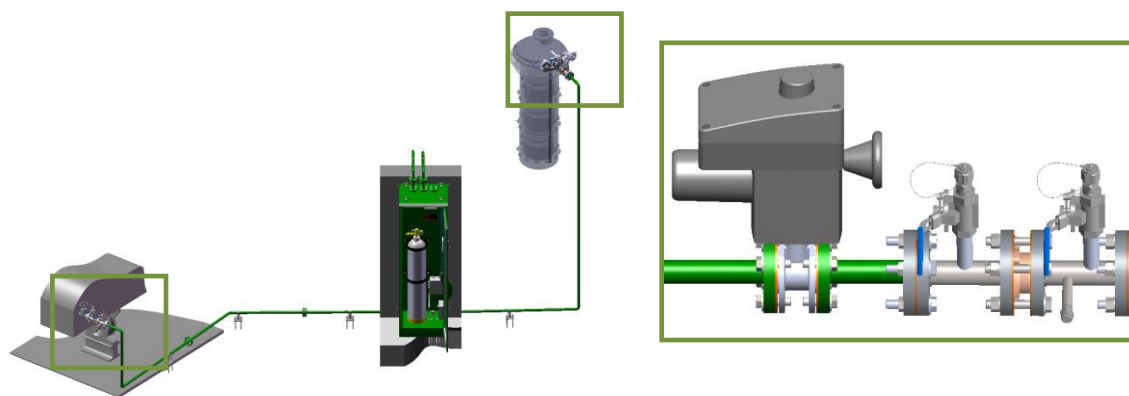
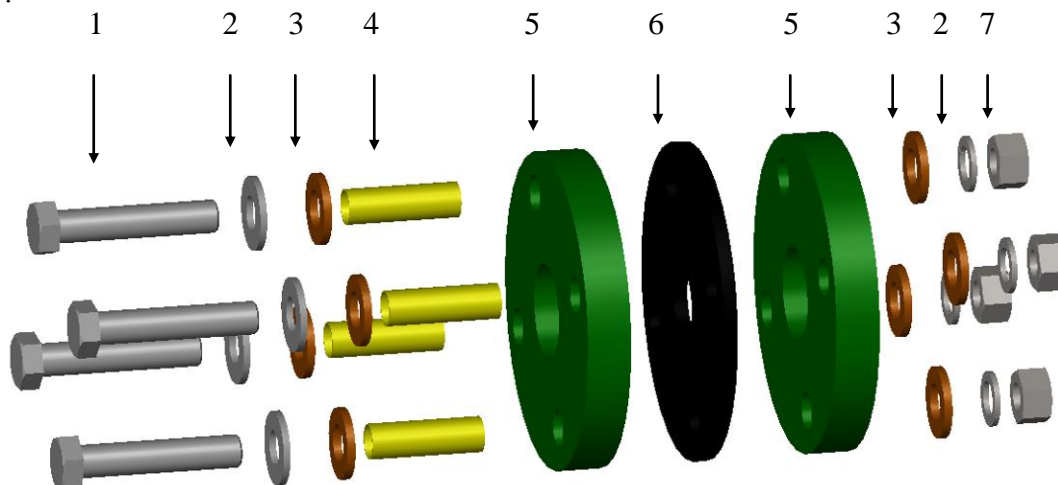


Рис.69: Электроклапан для трансформатора и устройства РПН



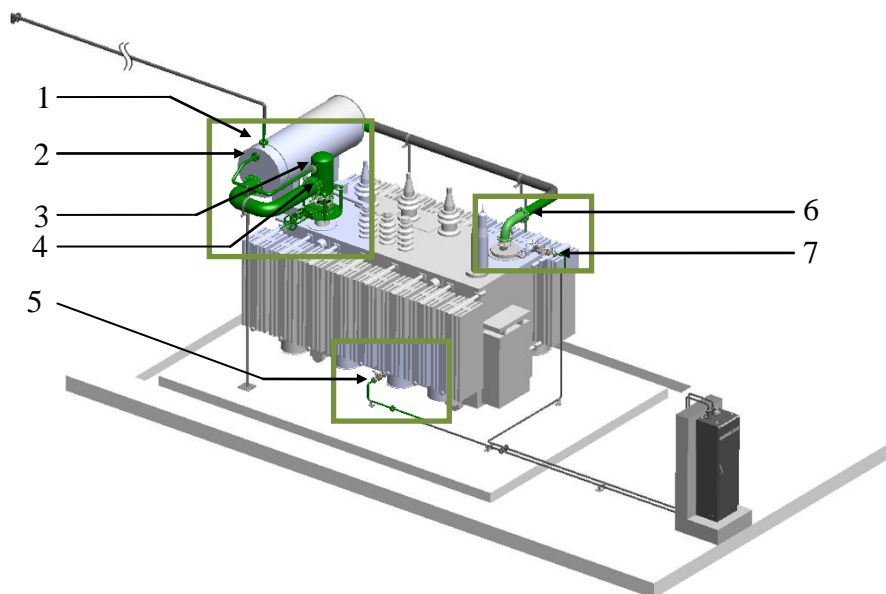
7.14 КОМПЛЕКТ ИЗОЛИРУЮЩЕГО ФЛАНЦА

Комплект изолирующего фланца (КИФ) изолирует весь трансформатор от компонентов системы ТР, которые контактируют с грунтом, обеспечивая эффективную герметизацию и электрическую изоляцию. КИФ предназначен для защиты бака от замыкания на землю. Этот комплект устанавливается на ближайших от трансформатора фланцах ТСМ, ТОГ и ТПИГ.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Болт	5	Фланец
2	Стальная шайба *	6	Центральная прокладка типа "Е" *
3	Изолирующая шайба *	7	Гайка
4	Изолирующая втулка *	* Поставляется с системой ТР, если требуется	

Рис.70: Комплект изолирующего фланца





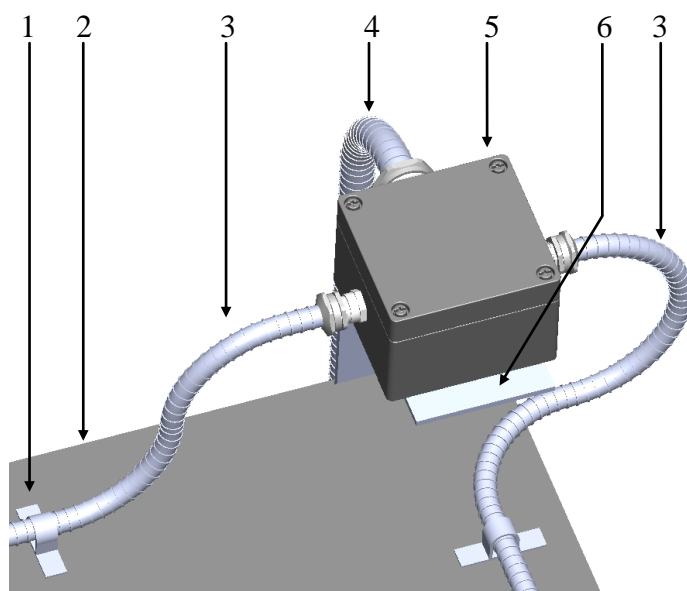
ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	КИФ для соединения ТОВГ БОМГ	5	КИФ для соединения ТПИГ трансформатора
2	КИФ для соединения ТОГ БОМГ	6	КИФ для ТСМ устройства РПН
3	КИФ для соединения ТСМ БОМГ	7	КИФ для соединения ТПИГ устройства РПН
4	КИФ для ТСМ и ТОГ		

Рис.71: Расположение комплекта изолирующего фланца для показанного пример

7.15 ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР

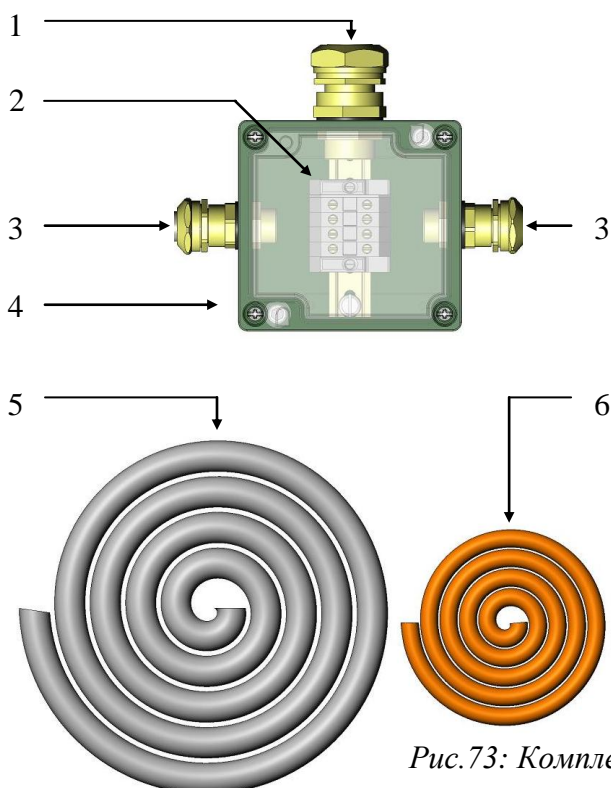
7.15.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Комплект линейного термодетектора (ЛТД) устанавливается на крышке трансформатора для обнаружения повышенной температуры снаружи. ЛТД подает аварийный сигнал на пульт управления. Комплект ЛТД вместе с электрическими защитами обеспечивает подтверждение для подачи инертного газа в трансформатор для поддержания безопасного состояния внутри трансформатора.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Хомуты крепления кабеля ЛТД
2	Крышка бака трансформатора
3	Кабель ЛТД в кабельном шланге
4	Огнестойкий кабель в кабельном шланге
5	3-х контактная соединительная коробка ЛТД
6	Монтажный кронштейн ЛТД

Рис.72: Вид установленного комплекта ЛТД



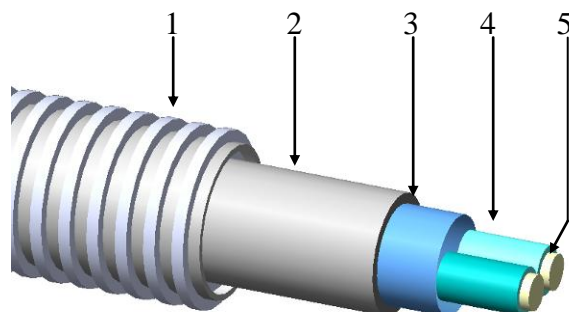
ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	3-х контактная соединительная коробка ЛТД
2	Клеммы 3-х контактной соединительной коробки ЛТД
3	Соединительный вход для кабеля ЛТД
4	Соединительный вход для огнестойкого кабеля
5	Огнестойкий кабель в кабельном шланге
6	Кабель ЛТД в кабельном шланге

Рис.73: Комплект ЛТД

7.15.2 ОПИСАНИЕ КОМПОНЕНТОВ ЛТД

7.15.2.1 Кабель линейного термодетектора

Кабель ЛТД является первичным преобразователем кабельного типа, состоящим из двух стальных проводников, отдельно изолированных термочувствительным полимером. Изолированные проводники скручены для обеспечения пружинного усилия между ними и обернуты защитной лентой. При аварийной температуре (280°F /138°C) термочувствительная полимерная изоляция оказывает давление на ленту, приводя внутренние проводники в контакт друг с другом, благодаря чему инициируется аварийный сигнал. Это происходит в первой нагретой точке по всей длине кабеля ЛТД. Комплект ЛТД предназначен для установки в помещениях и вне помещений. Кабель ЛТД входит в комплект поставки системы ТР. Кабель ЛТД должен быть прикреплен к крышке трансформатора. Крепежные хомуты для кабеля ЛТД входят в комплект поставки Заказчика.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Кабельный шланг
2	Внешняя оболочка кабеля
3	Защитная лента
4	Термочувствительный полимер
5	Стальные проводники (двухжильный кабель)

Рис.74: Кабель линейного термодетектора

а) Активация

По всей длине кабель ЛТД представляет собой нормально разомкнутую стандартную цепь, и с одного конца приложено непрерывное небольшое напряжение.



OPEN Рис.75: Разомкнутый линейный термодетектор

Если часть кабеля ЛТД подвергается воздействию тепла с температурой, выше номинальной аварийной температуры, термочувствительный полимер разрушается, и в данной точке возникает короткое замыкание. Ток проходит по контуру, посылая аварийный сигнал на пульт управления.

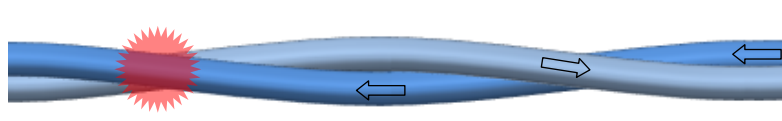


Рис.76: Линейный термодетектор замыкается при аварийной температуре

в) Длина ЛТД

$P_{\text{ТРАНС}}$ = Периметр трансформатора

$P_{\text{РПН}}$ = Периметр устройства РПН

$P_{\text{МКМ}}$ = Периметр МКМ

n_1 = Количество РПН

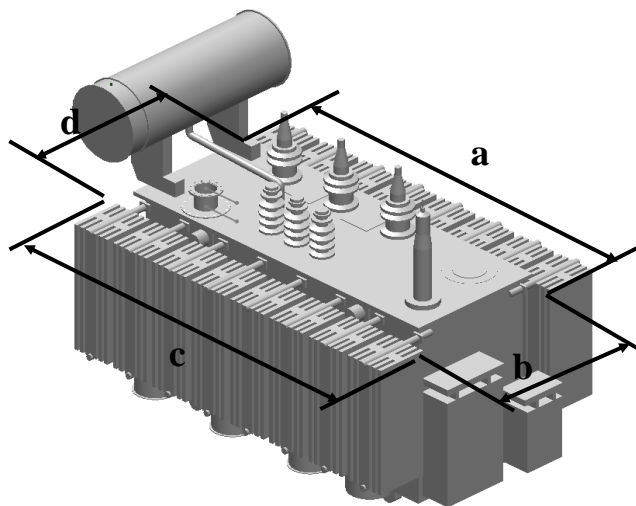
n_2 = Количество МКМ

Периметр трансформатора

$$P_{\text{ТРАНС}} = a + b + c + d$$

Общий периметр

$$P_{\text{ОБЩИЙ}} = P_{\text{ТРАНС}} + (n_1)P_{\text{РПН}} + (n_2)P_{\text{МКМ}}$$



Если $P_{\text{ОБЩИЙ}} < 25$ м { требуется 25 м
кабеля ЛТД.

{ кабеля ЛТД.

Если $P_{\text{ОБЩИЙ}} > 50$ м { Требуется более
50 м кабеля ЛТД
+ 2-х контактная соединительная коробка.

Если $P_{\text{ОБЩИЙ}} > 25$ м требуется 50 м

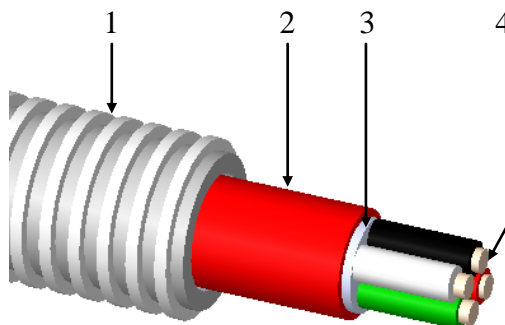
Рис.77: Кабель линейного термодетектора

Вышеуказанный расчет является приблизительным, и общая длина кабеля также должна определяться с запасом, с учетом достаточной длины кабеля для соединений и проводки.



7.15.2.2 Огнестойкий кабель

Огнестойкий кабель используется для соединения 3-х контактной соединительной коробки с электрической соединительной коробкой или с распределительной коробкой. 3-х контактная соединительная коробка должна быть установлена на крышке трансформатора рядом с электрической соединительной коробкой, что позволяет сократить длину огнестойкого кабеля, необходимого для монтажа.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Кабельный шланг
2	ПВХ оболочка
3	Экран из алюминиевой фольги
4	Медный проводник

Рис78.: Огнестойкий кабель

7.15.2.3 3-х контактная соединительная коробка

3-х контактная соединительная коробка служит для соединения кабеля ЛТД, установленного на крышке трансформатора, и электрической соединительной коробки или распределительной коробки. 3-х контактная соединительная коробка должна быть установлена на крышке трансформатора рядом с электрической соединительной коробкой.

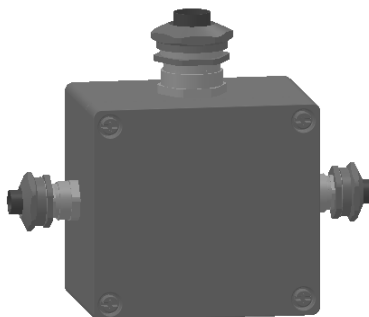


Рис.79: 3-х контактная соединительная коробка



7.15.2.4 2-х контактная соединительная коробка

Двухканальная соединительная коробка позволяет установить дополнительную длину кабеля ЛТД. Если кабель ЛТД имеет длину более 50 (164 футов), то для надлежащего монтажа ЛТД на крышке трансформатора нужно установить двухканальную соединительную коробку.

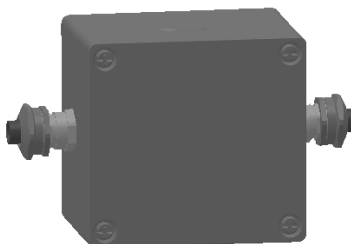


Рис.80: Двухканальная соединительная коробка

7.15.2.5 Кронштейн соединительной коробки

Кронштейн соединительной коробки устанавливается для монтажа 3-х контактной соединительной коробки. Кронштейн должен быть установлен на крышке трансформатора рядом с электрической соединительной коробкой. Если кабель ЛТД имеет длину более 50 м (164 фута), нужно установить дополнительный кронштейн в подходящем месте для 2-х контактной соединительной коробки. Кронштейны входят в комплект поставки Заказчика.

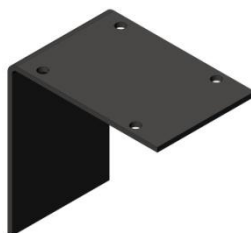


Рис.81: Монтажные кронштейны

7.16 СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СИСТЕМЫ ТР

7.16.1 ОПИСАНИЕ ПУЛЬТА УПРАВЛЕНИЯ

7.16.1.1 Общие сведения

Пульт управления задает операционную логику системы ТР. Пульт управления контролирует всю систему ТР. На индикаторы выводятся все аварийные сигналы в режимах “Предупреждение”, “Пожаротушение” и “Нерабочий режим”. Электрическая схема и Схема электрических подключений пульта управления зависят от конфигурации системы ТР. Пульт управления предназначен только для установки в помещениях и должен устанавливаться на видном месте в диспетчерской. Пульт управления имеет четыре точки крепления на задней поверхности. Пульт управления должен быть установлен в диспетчерской. Он может быть включен в конфигурацию аппаратуры управления заказчика, как показано ниже.

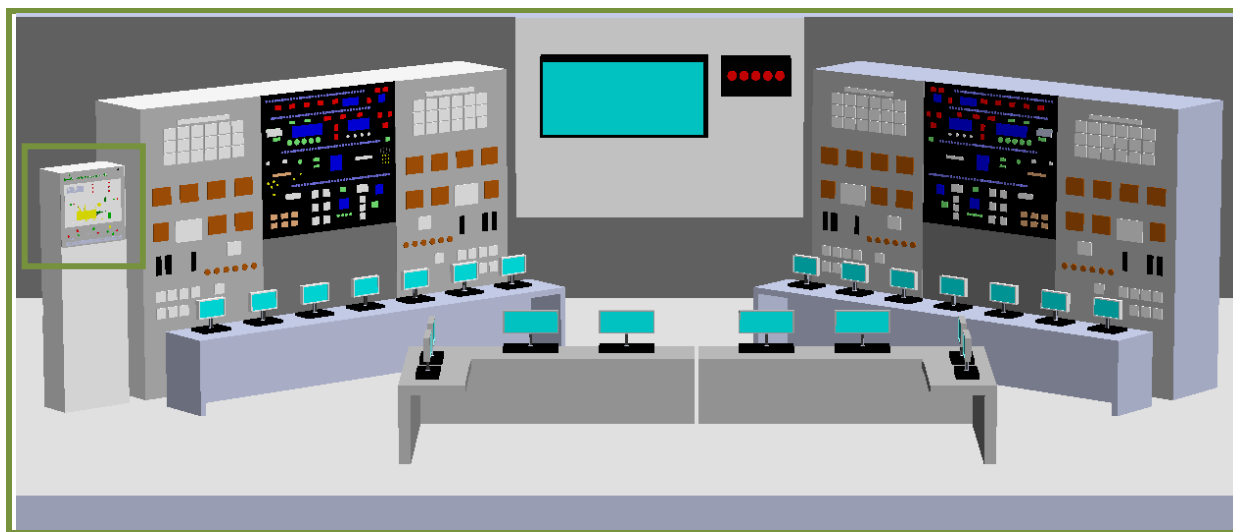
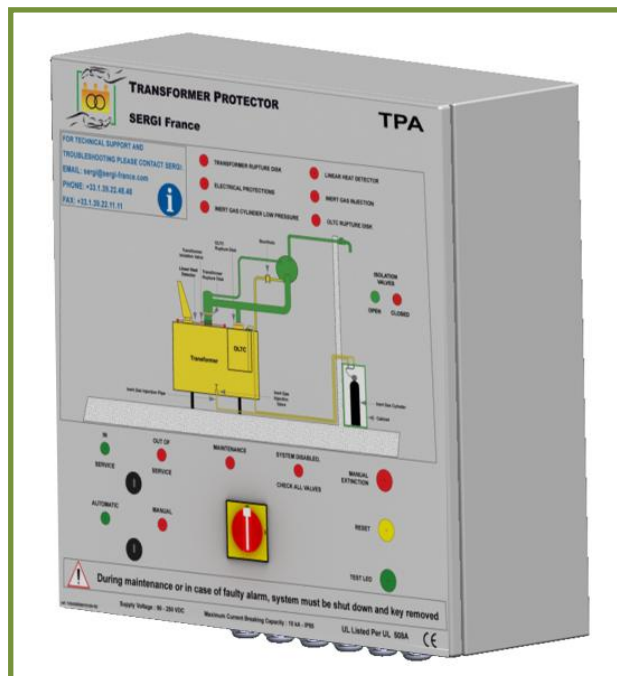
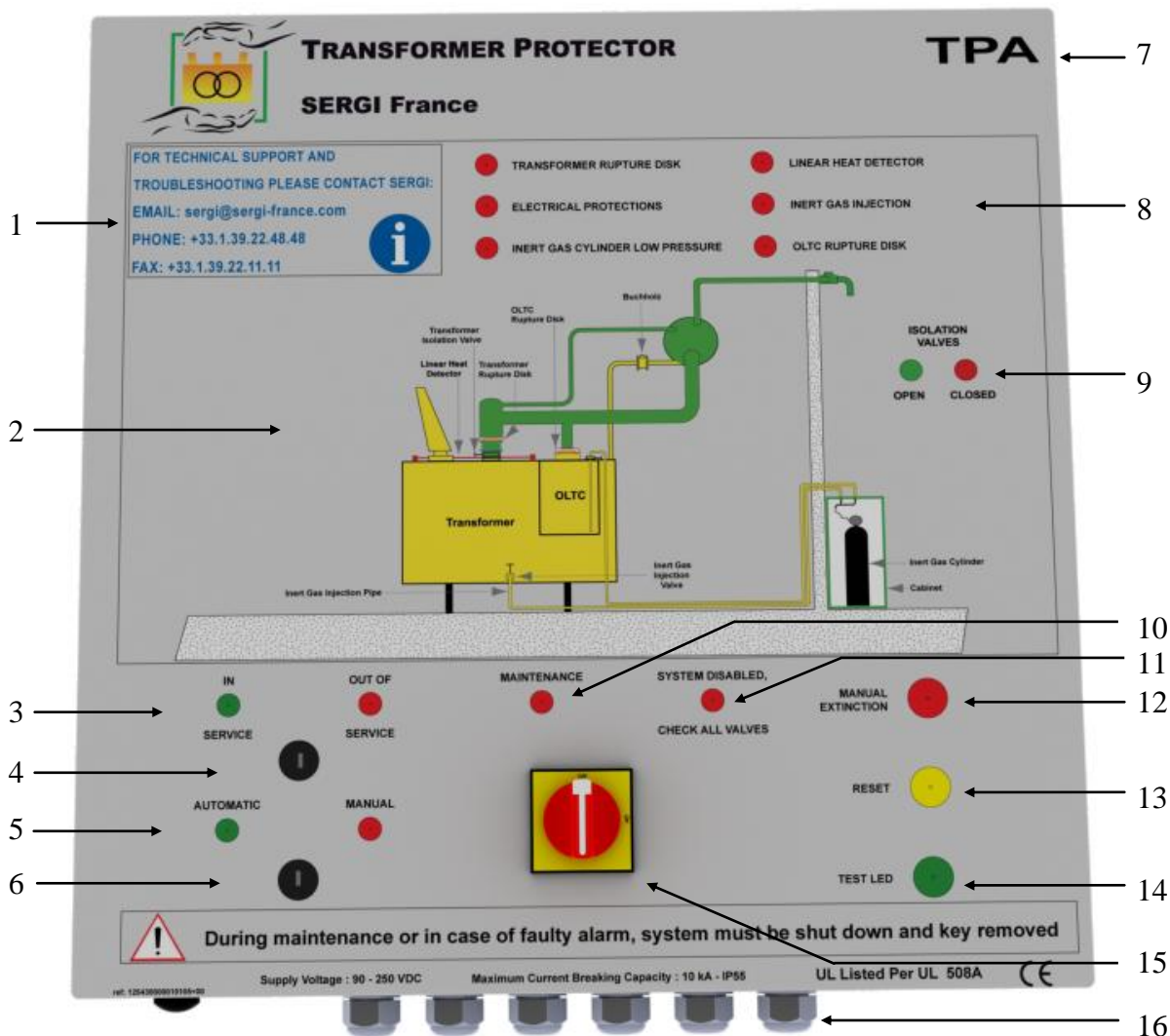


Рис.82: Пульт управления, установленный в диспетчерской электростанции

7.16.1.2 Пульт управления

Размеры и компоненты пульта управления могут различаться в зависимости от конструкции системы ТР. На этой части пульта управления указаны стандартные светодиоды: разрывной диск трансформатора, электрическая защита, низкое давление баллона инертного газа, линейный термодетектор и подача инертного газа. Ниже показан пример лицевой панели пульта управления.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ	ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Контактная информация	9	Светодиоды изолирующего вентиля трансформатора
2	Синоптическая панель	10	Светодиод техобслуживания
3	“Рабочий режим” (зеленый светодиод) / “Нерабочий режим” (красный светодиод)	11	Светодиод деактивации системы
4	Ключ переключения “Рабочий режим/Нерабочий режим”	12	Кнопка ручной активации
5	“Автоматический” (зеленый светодиод) / “Ручной” (красный светодиод)	13	Кнопка сброса
6	Ключ переключения “Автоматический/Ручной”	14	Кнопка тестирования светодиодов
7	Конфигурация системы ТР	15	Изолятор
8	Светодиоды системы ТР (различные, в зависимости от конструкции)	16	Кабельные сальники пульта управления

Рис.83: Пример пульта управления системы ТРА



7.16.2 ШКАФ С ПУЛЬТОМ УПРАВЛЕНИЯ (ОПЦИЯ)

Шкаф с пультом управления является заменой для стандартного пульта управления, он может заменить 2 (две) стойки питания и 6 (шесть) системных стоек. Состав компонентов зависит от установленных компонентов и конфигурации системы ТР. Система управления предназначена для размещения только внутри помещений и должна устанавливаться на видном месте в диспетчерской.

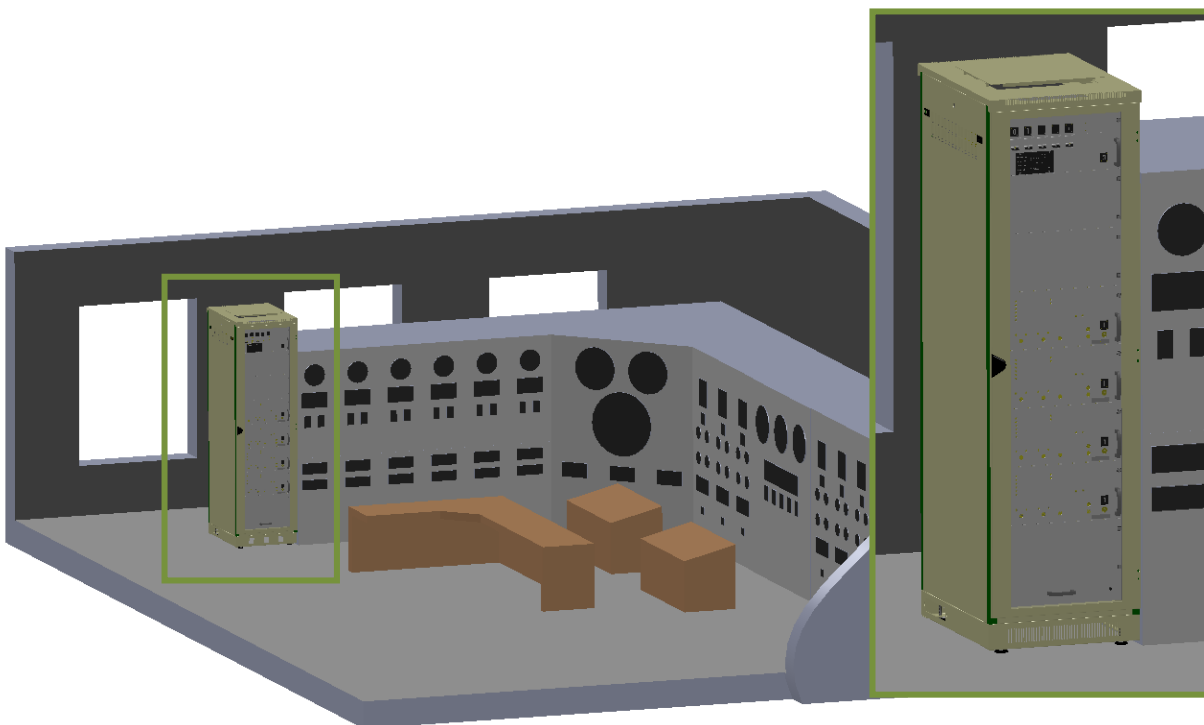


Рис.84: Шкаф с пультом управления

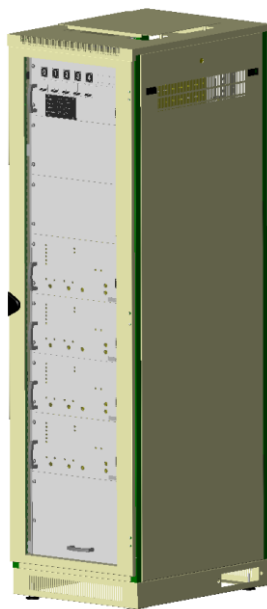


Рис. 85: Шкаф с пультом управления

8 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ

8.1 СОЕДИНЕНИЕ СИСТЕМНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Ниже показана общая схема кабельного соединения некоторых системных компонентов.

Все соединительные кабели поставляются Заказчиком. Рекомендуется использовать экранированные кабели, особенно это относится к указанным на схеме кабелям 2, 4 и 6.

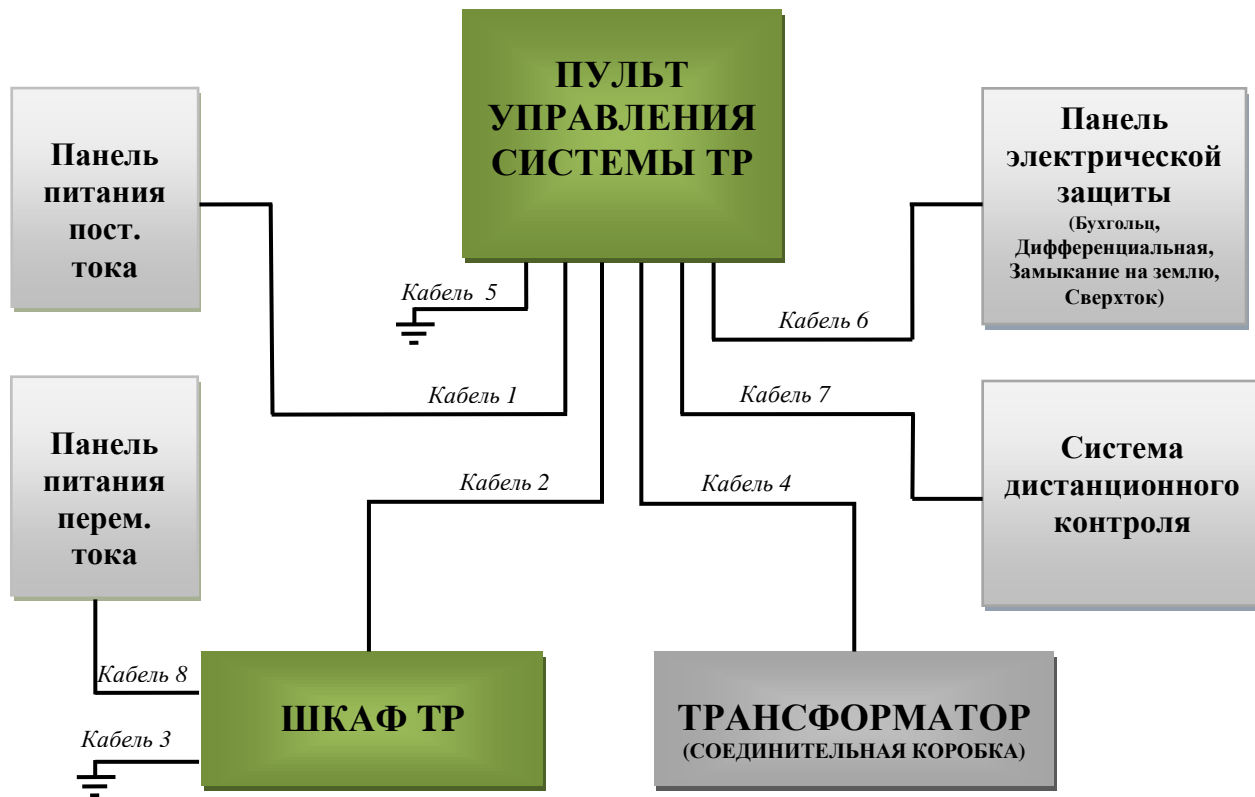


Рис.86: Пример схемы кабельных соединений

8.2 ОПЕРАЦИОННАЯ ЛОГИКА

Активация системы ТР может осуществляться в двух различных режимах.

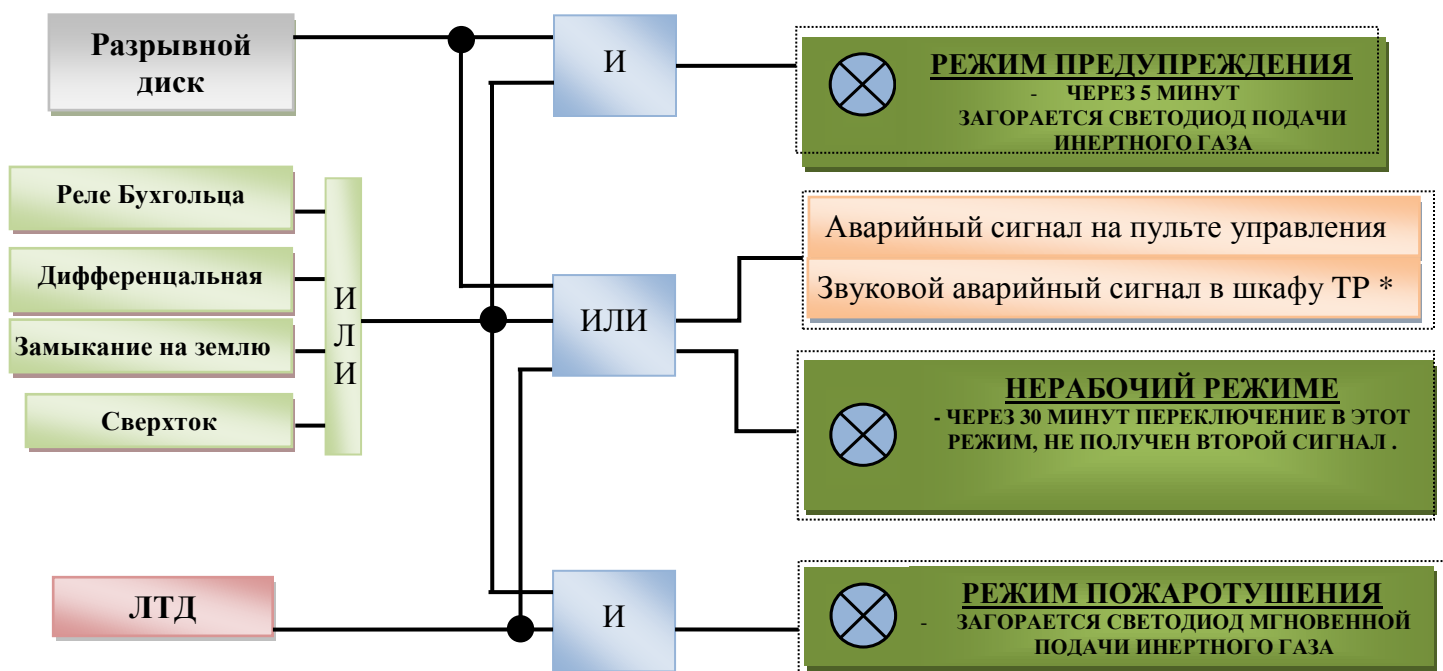
а) Режим предупреждения

Как только система ТР получает сигнал разрывного диска и сигнал электрической защиты (Бухголец, Дифференциальная, Замыкание на землю или Сверхток), система активируется в режиме предупреждения, с автоматической подачей инертного газа через 5 минут.

б) Режим пожаротушения

Если пульт управления получает сигнал от ЛТД и сигнал электрической защиты, система активируется в режиме пожаротушения, с мгновенной автоматической подачей инертного газа.

в) Автоматическая подача инертного газа



*Звуковая аварийная сигнализация в шкафу ТР является опцией, предлагаемой Заказчику.



Рис.87: Стандартная операционная логика

Если пульт управления получает только один сигнал (Разрывной диск, ЛТД или электрическая защита) в течение периода 30 минут, система автоматически переходит в состояние “Нерабочий режим”.



d) Логика подачи инертного газа

Подача инертного газа в трансформатор, устройство РПН и МКМ может производиться несколькими разными способами. Подача может осуществляться автоматически или вручную, в зависимости от места управления подачей и выбранной Заказчиком опции. Ниже указано, откуда можно активировать подачу инертного газа.

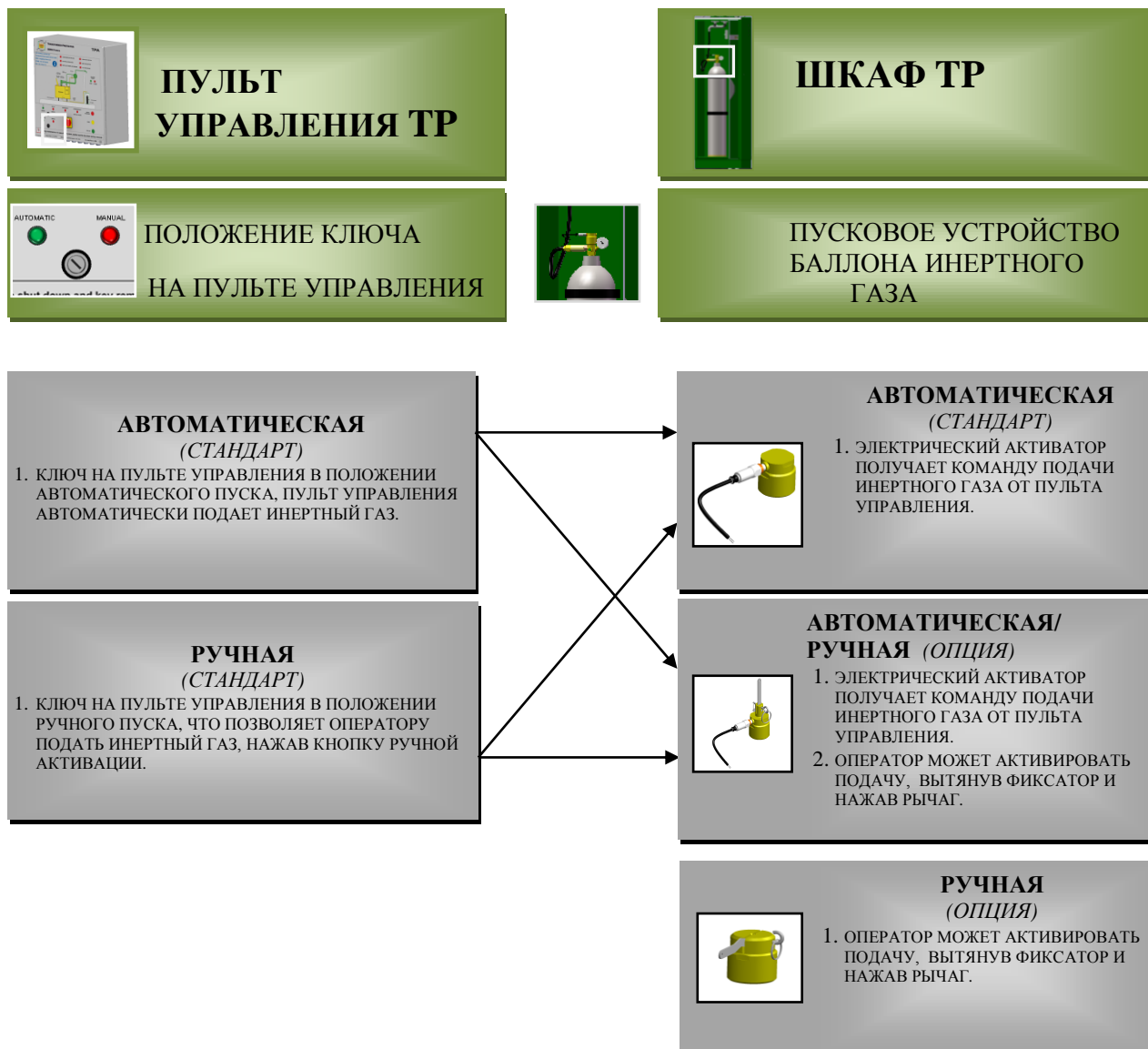


Рис.88: Стандартная логика подачи инертного газа

8.3 ДАТЧИКИ ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА

8.3.1 ОДИНАРНЫЙ ДАТЧИК ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА

Информация об активации МД передается от датчика открытия разрывного диска в электрическую соединительную коробку трансформатора, с которой соединены кабели индикатора. В зависимости от количества установленных на трансформаторе разрывных дисков, конечный пользователь должен подготовить резервные клеммные колодки в соединительной коробке трансформатора. Каждый датчик открытия диска должен быть присоединен к электрической соединительной коробке трансформатора с помощью двух кабелей сечением 1,5 мм² (14 AWG). Эти кабели не входят в комплект поставки системы ТР.

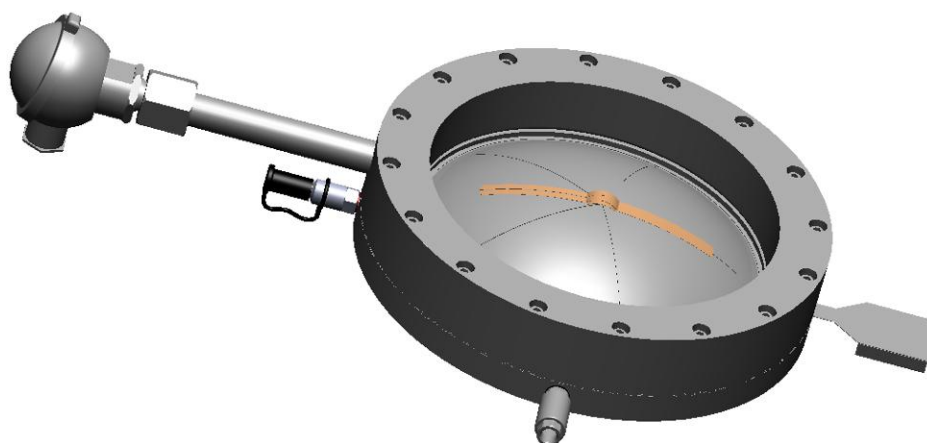


Рис.89: Одинарный датчик открытия разрывного диска

8.3.2 ДВОЙНОЙ ДАТЧИК ОТКРЫТИЯ РАЗРЫВНОГО ДИСКА (ОПЦИЯ)

Двойной датчик открытия разрывного диска является опцией. Он включает в себя два датчика открытия на разрывном диске. Один датчик открытия диска служит для первоначальной задачи обеспечения информации для пульта управления, указывающей на открытие разрывного диска. Второй датчик открытия используется для прямого размыкания выключателя трансформатора без других сигналов.

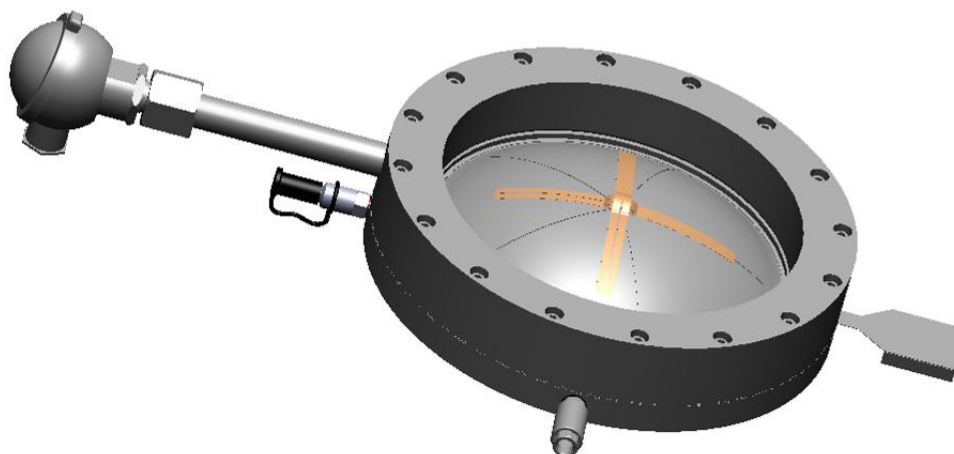
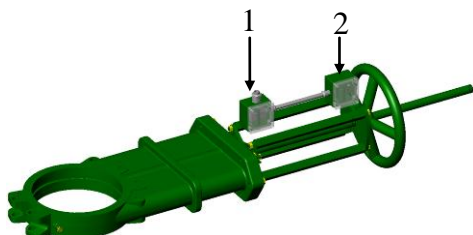


Рис.90: Двойной датчик открытия разрывного диска



8.4 ИЗОЛИРУЮЩИЙ ВЕНТИЛЬ

Изолирующий вентиль состоит из двух датчиков положения, указывающих на открытое и закрытое положение вентиля. Эти соединения подключены к соединительной коробке (4 x 1,5 мм² (14 AWG)) и проведены на пульт управления (минимальное сечение зависит от расстояния).



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Датчик полностью закрытого положения вентиля
2	Датчик полностью открытого положения вентиля

Рис.91: Изолирующий вентиль

8.5 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ

Заказчик должен обеспечить подачу сигнала электрической защиты (реле Бухгольца, защита от сверхтока, от замыкания на землю и дифференциальная защита) на пульт управления. Это важно, так как логика системы ТР работает на основе сигналов электрической защиты.

8.6 ЛИНЕЙНЫЙ ТЕРМОДЕТЕКТОР

ЛТД должен быть подключен к соединительной коробке, которая соединена с пультом управления. Этот сигнал работает в режиме пожаротушения системы ТР.

8.7 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОЕДИНЕНИЕ ШКАФА СИСТЕМЫ ТР

Шкаф ТР должен быть обеспечен источником питания для содержащихся в нем электрических приборов.

а) Подогреватель

Подогреватель внутри шкафа ТР поддерживает температуру выше 15°C (59°F). Подогреватель используется для предотвращения замерзания и образования конденсата, чтобы в шкафу ТР не было коррозии. Номинальное напряжение для подогревателя - 110-240 В перем. тока.

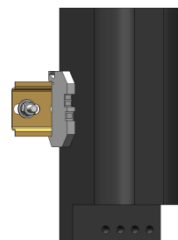


Рис. 92: Подогреватель шкафа ТР

б) Гигростат (Опция)

Гигростат измеряет относительную влажность внутри шкафа ТР. Он используется для уменьшения влажности внутри шкафа ТР. Гигростат подсоединяется внутри шкафа с помощью 3-х полюсной клеммы для электрического соединения 2,5 мм² (12 AWG).



Рис. 93: Гигростат



с) **Модуль звуковой сигнализации шкафа ТР (Опция)**

Модуль звуковой сигнализации шкафа ТР используется для оповещения персонала, расположенного снаружи, о событии по сигналу пульта управления. Звуковая сигнализация подключается к шкафу ТР посредством двух электрических проводов сечением $1,5 \text{ мм}^2$ (14 AWG) и длиной до 300 м (984 футов).



Рис. 94: Модуль звуковой сигнализации шкафа ТР

д) **Модуль освещения для шкафа ТР (Опция)**

Модуль освещения для шкафа ТР обеспечивает освещение внутри шкафа ТР при проведении технического осмотра шкафа. Модуль соединен со шкафом ТР посредством двух электрических проводов сечением $1,5 \text{ мм}^2$ (14 AWG).

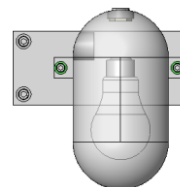


Рис.95: Модуль освещения для шкафа ТР

е) **Электрический активатор**

Источник энергии электрического активатора срабатывает по команде пульта управления. Электрический активатор подсоединен к устройству автоматического пуска баллона инертного газа. Электрический активатор должен быть подсоединен к клеммам 930 и 931 внутри отсека номер 3 шкафа ТР.



Рис.96: Электрический активатор

8.8 ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ

Укомплектованный пульт управления имеет минимальную степень защиты IP55. Дверь заземлена на корпус пульта управления с помощью желто-зеленого кабеля заземления. Провода должны быть снабжены ярлыками в соответствии с электрическим схемами. На всех клеммах, где пайка не допускается, должны применяться винтовые соединения. На пульте управления устанавливаются шесть кабельных вводов PG21, используемых для всех проводов, входящих или выходящих из пульта управления. Используются клеммные колодки на провода сечением 4 мм^2 (10 AWG) для всех входящих и выходящих соединений, включая кабель питания, и 6 мм^2 (9 AWG) - для соединения заземления.



9 ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДАМ (КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ ЗАКАЗЧИКА)

9.1 ТРУБА ДЛЯ СЛИВА МАСЛА

ТСМ обеспечивает отвод взрывоопасных газов и масла при активации системы ТР. ТСМ, соединяющая МД трансформатора с БОМГ, считается главной ТСМ. Размеры ТСМ соответствуют размерам МД. ТСМ МД устройства РПН и МКМ/МКМВ соединяется в главной ТСМ с помощью тройника. Подпорки ТСМ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 фт) друг от друга.



**По длине ТСМ нельзя устанавливать дополнительные клапаны.
При сборке ТСМ необходимо использовать трубопроводную арматуру.**



МД и БОМГ не должны нести вес ТСМ.

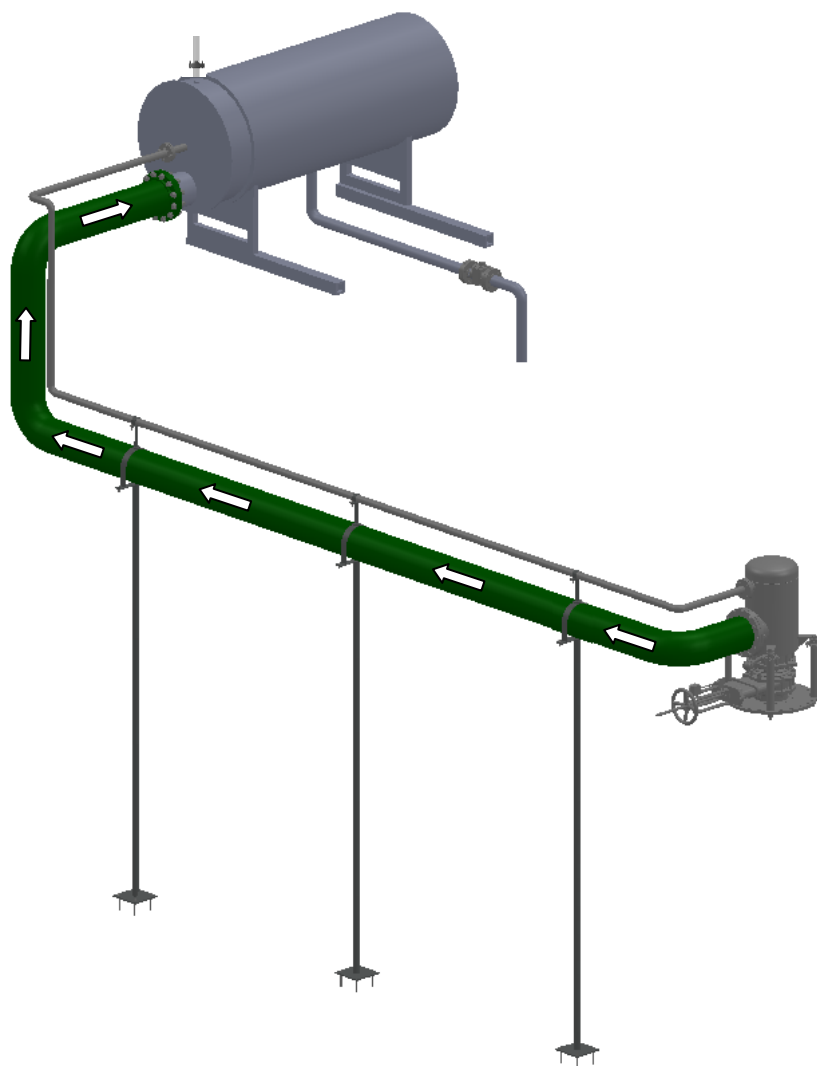


Рис.97: Труба для слива масла (зеленый трубопровод) – ВМД с ИБОМГ

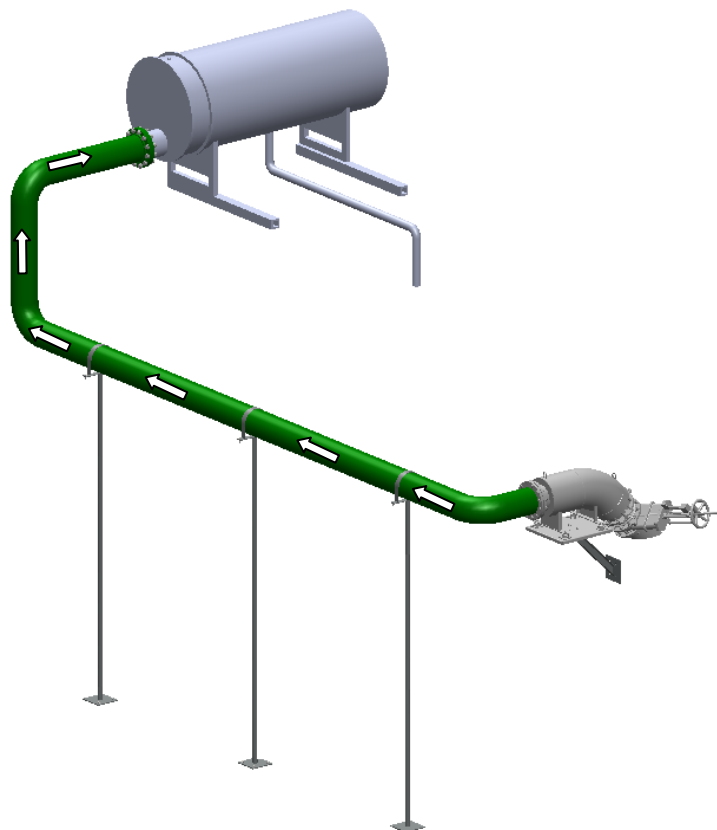


Рис.98: Труба для слива масла (зеленый трубопровод) – 45°МД с ИБОМГ

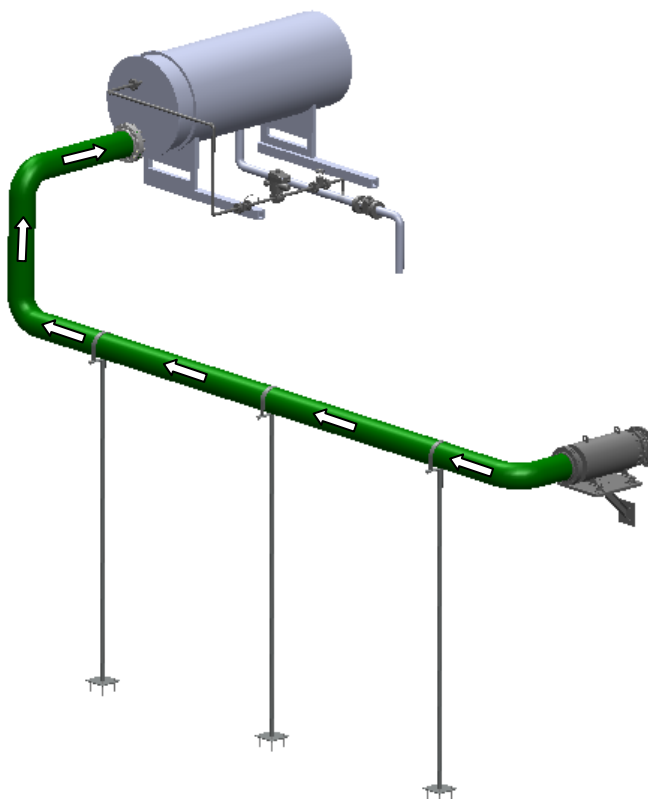


Рис.99: Труба для слива масла (зеленый трубопровод) – ГМД с ИБОМГ



9.2 ТРУБА ОТВОДА ГАЗОВ

ТОГ обеспечивает отвод газов и инертного газа после активации системы ТР. Конфигурация ТОГ определяется в зависимости от типа системы ТР (ВМД или ГМД). Подпорки ТОГ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 фт) друг от друга.



**По длине ТОГ нельзя устанавливать дополнительные клапаны.
При сборке ТОГ необходимо использовать трубопроводную арматуру.**

9.2.1 ТОГ ВМД

ВМД имеет соединение Ду25 (1 дюйм) для ТОГ, расположенное на ДК. ТОГ проходит от соединения ТОГ МД трансформатора до соединения ТОГ БОМГ.

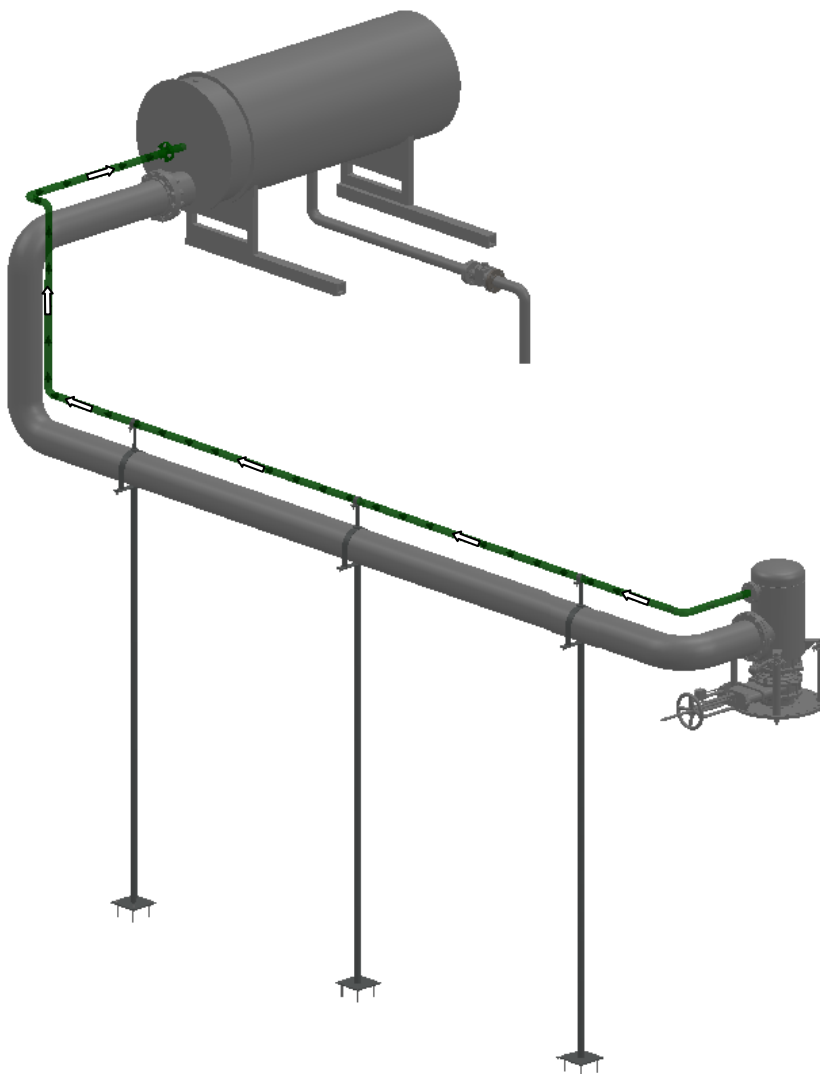


Рис.100: Труба отвода газов (зеленый трубопровод) – ВМД

9.2.2 ТОГ ГМД

Так как ГМД расположен ниже высоты крышки трансформатора, у крышки трансформатора накапливаются газы, которые необходимо удалить в случае активации. По этой причине ТОГ Ду25 (1 дюйм) проходит от тройника (расположен между реле Бухгольца и баком расширительного бака трансформатора) до БОМГ. При оснащении клапаном расширительного бака ТОГ должна быть установлена между реле Бухгольца и клапаном расширительного бака.

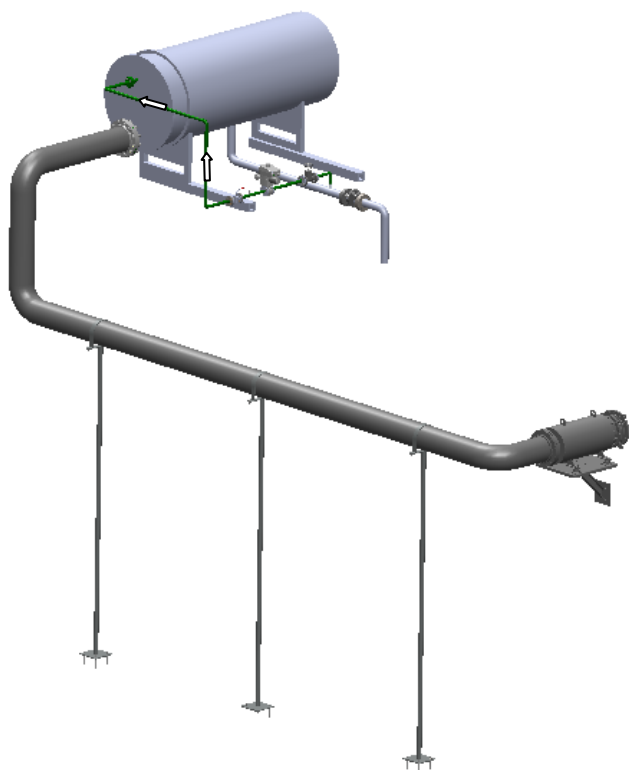
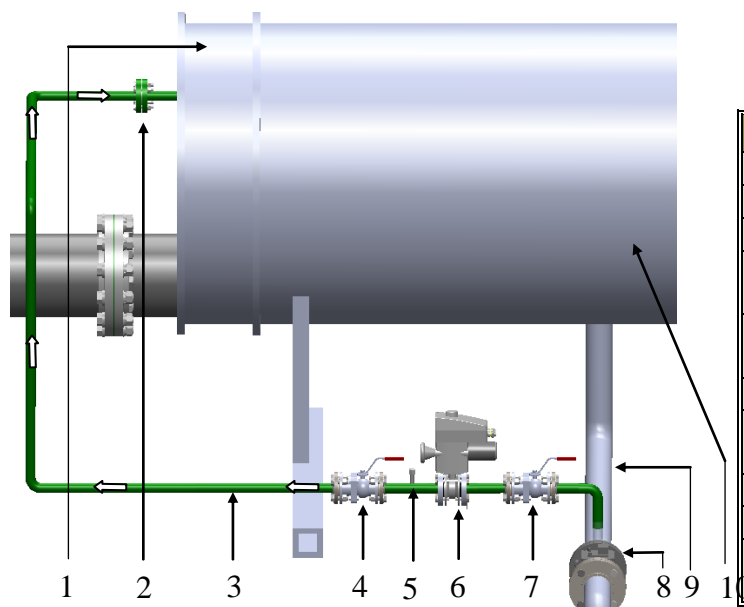


Рис.101: Труба отвода газов (зеленый трубопровод) – ГМД



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	ИБОМГ
2	Вход ТОГ БОМГ
3	ТОГ
4	Шаровой клапан (поставляется SF)
5	Вентиляционный штуцер (поставляется SF)
6	Электроклапан (поставляется SF)
7	Шаровой клапан (поставляется Заказчиком)
8	Реле Бухгольца
9	Трубопровод консерватора
10	Расширительный бак трансформатора

Рис. 102: Монтажные компоненты трубы отвода газов



9.3 ТРУБА ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ

В состав модуля отвода взрывоопасных газов (МОВГ) входит ТОВГ и КОВ. После активации системы ТР и подачи инертного газа все взрывоопасные газы отводятся из оборудования трансформатора и системы ТР. ТОВГ должна быть проложена от БОМГ с трубопроводом Ду50 (2 дюйма). Подпорки ТОВГ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 футов) друг от друга.



**По длине ТОВГ нельзя устанавливать дополнительные клапаны.
При сборке ТОВГ необходимо использовать трубопроводную арматуру.**

9.3.1 ТОВГ с ИБОМГ

Конец ТОВГ должен находиться на расстоянии не менее 5 м (16,4 футов) от трансформатора и всего окружающего оборудования, не менее 5 м (16,4 футов) от грунта и не менее чем на 100 мм (3,9 дюйма) выше БОМГ.

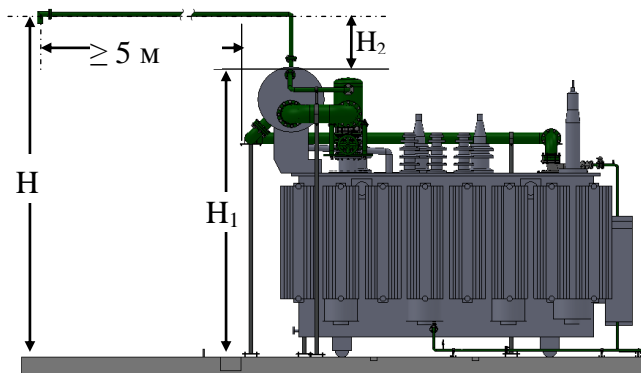
H_1 = расстояние от верха бака консерватора трансформатора до грунта.

H_2 = расстояние от оси ТОВГ до верха БОМГ.

H_3 = расстояние от КОВ до грунта.

Если $H_1 \leq 4,9$ м (16,1фт) $\left\{ \begin{array}{l} H_3 = 5,0 \text{ м (16,4 футов)} \\ H_2 = H_3 - H_1 \end{array} \right.$

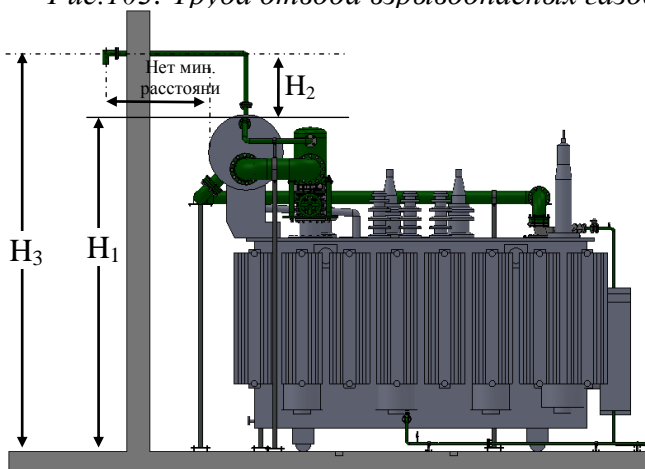
Если $H_1 > 4,9$ м (16,1фт) $\left\{ \begin{array}{l} H_2 = 0,1 \text{ м (0,33 футов)} \\ H_3 = H_1 + H_2 \end{array} \right.$



ПРИМЕР 1	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	3,0 м (9,8 фт)
	H_2	2,0 м (6,6 фт)
	H_3	5,0 м (16,4 фт)

ПРИМЕР 2	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	5,0 м (16,4 фт)
	H_2	0,1 м (0,33 фт)
	H_3	5,1 м (16,7 фт)

Рис.103: Труба отвода взрывоопасных газов без огнеупорной стенки (ИБОМГ)



ПРИМЕР 1	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	3,0 м (9,8 футов)
	H_2	2,0 м (6,6 футов)
	H_3	5,0 м (16,4 футов)

ПРИМЕР 2	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	5,0 м (16,4 футов)
	H_2	0,1 м (0,33 футов)
	H_3	5,1 м (16,7 футов)

Рис. 104: Труба отвода взрывоопасных газов с огнеупорной стенкой (ИБОМГ)



9.3.2 ТОВГ с НБОМГ

Конец ТОВГ должен находиться на расстоянии не менее 5 м (16,4 фт) от трансформатора и всего окружающего оборудования, не менее 5 м (16,4 фт) от грунта и не менее чем на 100 мм (3,9 дюйма) выше БОМГ.

H_1 = расстояние от низа бака консерватора трансформатора до грунта.

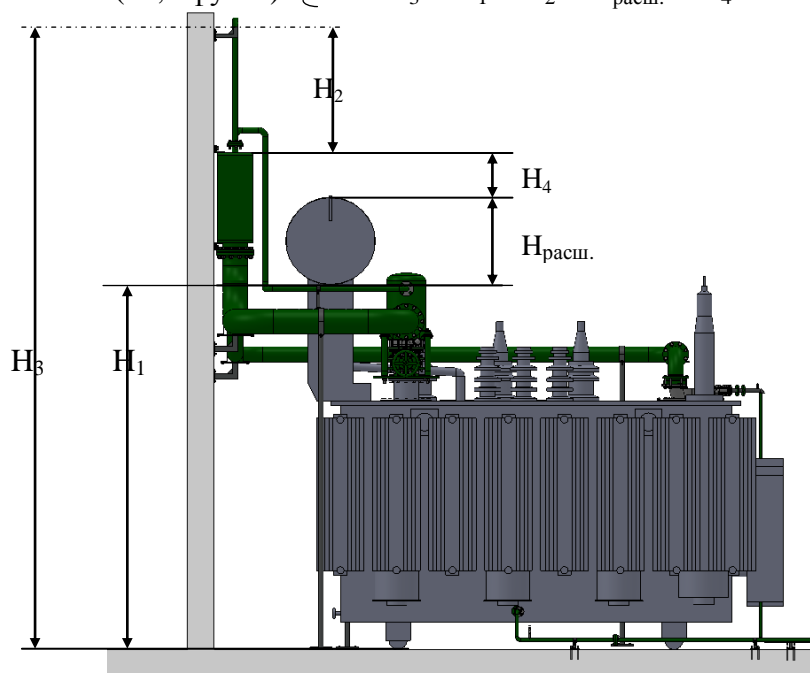
H_2 = расстояние от оси ТОВГ до верха БОМГ.

H_3 = расстояние от КОВ до грунта.

H_4 = расстояние от верха БОМГ до верха бака консерватора трансформатора ($\geq 0,1$ м).

Если $H_1 \leq 3,8$ м (12,5 фт) $\left\{ \begin{array}{l} H_3 = 5,0 \text{ м (16,4 фт)} \\ H_2 = H_3 - H_1 - H_{\text{расш.}} - H_4 \end{array} \right.$

Если $H_1 > 3,8$ м (12,5 футов) $\left\{ \begin{array}{l} H_2 = 0,1 \text{ м (0,33 фт)} \\ H_3 = H_1 + H_2 + H_{\text{расш.}} + H_4 \end{array} \right.$



ПРИМЕР 1	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	3,0 м (9,8 футов)
	H_2	0,9 м (2,9 футов)
	H_3	5,0 м (16,4 футов)
	H_4	0,1 м (0,33 футов)
$H_{\text{конс.}}$	1 м (3,28 футов)	

ПРИМЕР 2	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	5,0 м (16,4 футов)
	H_2	0,1 м (0,33 футов)
	H_3	6,2 м (20,3 футов)
	H_4	0,1 м (0,33 футов)
$H_{\text{конс.}}$	1 м (3,28 футов)	

Рис.105: Труба отвода взрывоопасных газов с огнеупорной стенкой (НБОМГ)

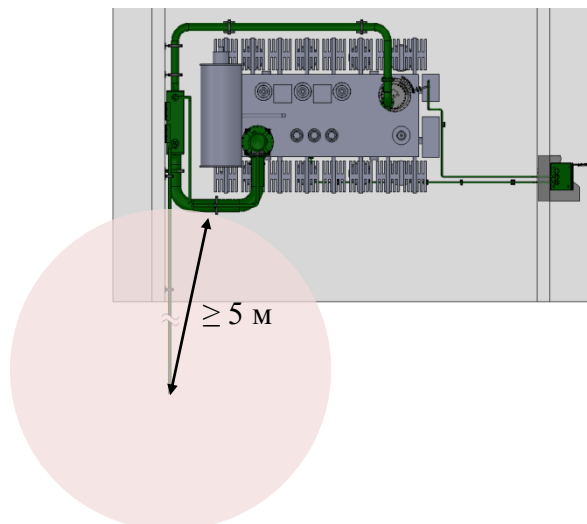


Рис. 106: ТОВГ на расстоянии 5 м от трансформатора и окружающего оборудования



9.3.3 ТОВГ с ПБОМГ

Конец ТОВГ должен находиться на расстоянии не менее 5 м (16,4 футов) от трансформатора и всего окружающего оборудования, не менее 5 м (16,4 футов) от грунта и не менее чем на 100 мм (3,9 дюйма) выше БОМГ.

H_1 = расстояние от верха бака консерватора трансформатора до грунта.

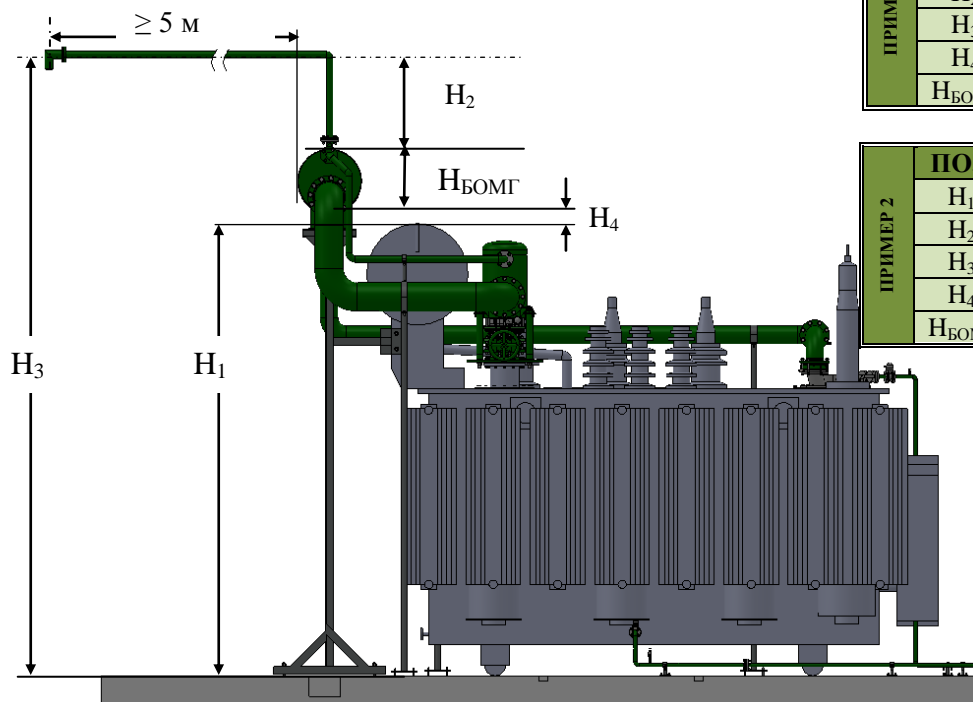
H_2 = расстояние от оси ТОВГ до верха БОМГ.

H_3 = расстояние от КОВ до грунта.

H_4 = расстояние от низа БОМГ до верха бака консерватора трансформатора ($\geq 0,1$ м).

Если $H_1 \leq 3,8$ м (12,5 фт) $\left\{ \begin{array}{l} H_3 = 5,0 \text{ м (16,4 футов)} \\ H_2 = H_3 - H_1 - H_{\text{БОМГ}} - H_4 \end{array} \right.$

Если $H_1 > 3,8$ м (12,5 фт) $\left\{ \begin{array}{l} H_2 = 0,1 \text{ м (0,33 футов)} \\ H_3 = H_1 + H_2 + H_{\text{БОМГ}} + H_4 \end{array} \right.$



ПРИМЕР 1	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	3,0 м (9,8 футов)
	H_2	0,9 м (2,9 футов)
	H_3	5,0 м (16,4 футов)
	H_4	0,1 м (0,33 футов)
	$H_{\text{БОМГ}}$	1 м (3,28 футов)

ПРИМЕР 2	ПОЗ.	ДЛИНА
	H_1	5,0 м (16,4 футов)
	H_2	0,1 м (0,33 футов)
	H_3	6,2 м (20,3 футов)
	H_4	0,1 м (0,33 футов)
	$H_{\text{БОМГ}}$	1 м (3,28 футов)

Рис. 107: Труба отвода взрывоопасных газов с огнеупорной стенкой (ПБОМГ)

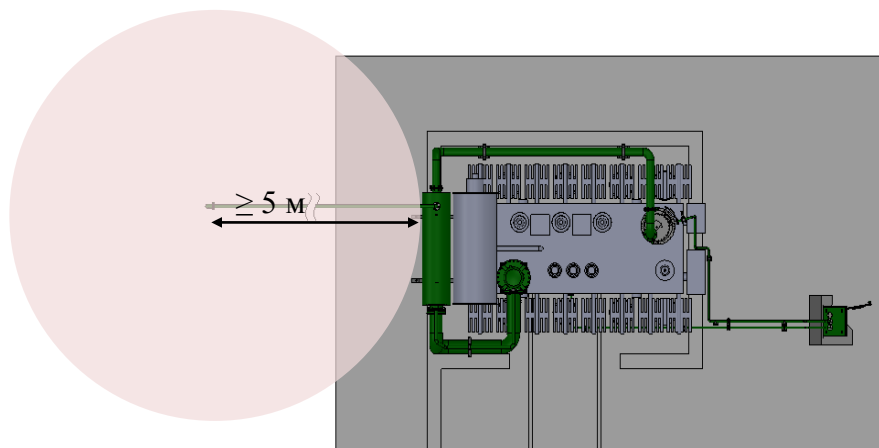


Рис. 108: ТОВГ на расстоянии 5 м от трансформатора и окружающего оборудования



9.4 ТРУБА ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА

ТПИГ обеспечивает подачу инертного газа из шкафа ТР на трансформатор, устройство РПН (если применимо) и МКМ (если применимо). В дежурном режиме ТПИГ заполняется трансформаторным маслом. ТПИГ должна устанавливаться на высоте от 50 мм (2 дюйма) до 100 мм (4 дюйма) над грунтом, во избежание коррозии трубопровода под воздействием воды, скопившейся на грунте. Подпорки ТПИГ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 фт) друг от друга. Соответствующее соединение для ТПИГ, идущей на трансформатор, маркируется на распределительном трубопроводе в шкафу ТР буквой “Т”.



**По длине ТПИГ нельзя устанавливать дополнительные клапаны.
При сборке ТПИГ необходимо использовать трубопроводную арматуру.**

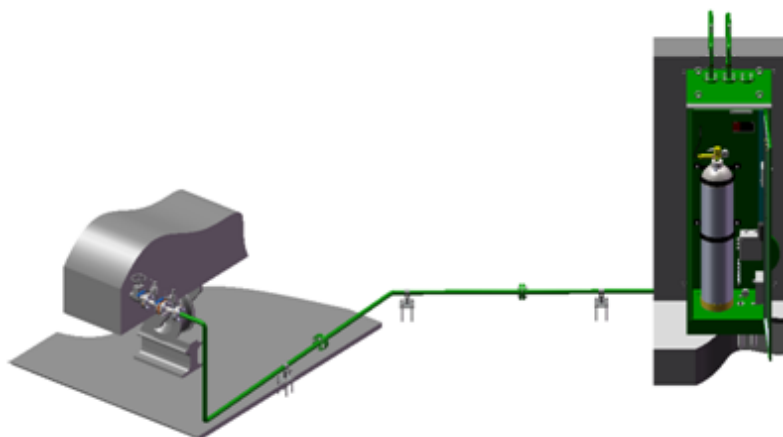


Рис. 109: Труба подачи инертного газа от шкафа ТР до трансформатора

ТПИГ для внутреннего устройства РПН присоединяется к колонке, что позволяет осуществить подачу на днище устройства РПН и устранить все взрывоопасные газы с помощью инертного газа. ТПИГ для внешнего устройства РПН и МКМ присоединяется к дренажному клапану, что позволяет подать инертный газ через нижнюю часть каждого компонента трансформатора. Соответствующее соединение для ТПИГ, идущей на РПН/МКМ, маркируется на распределительном трубопроводе в шкафу ТР буквой “А”.



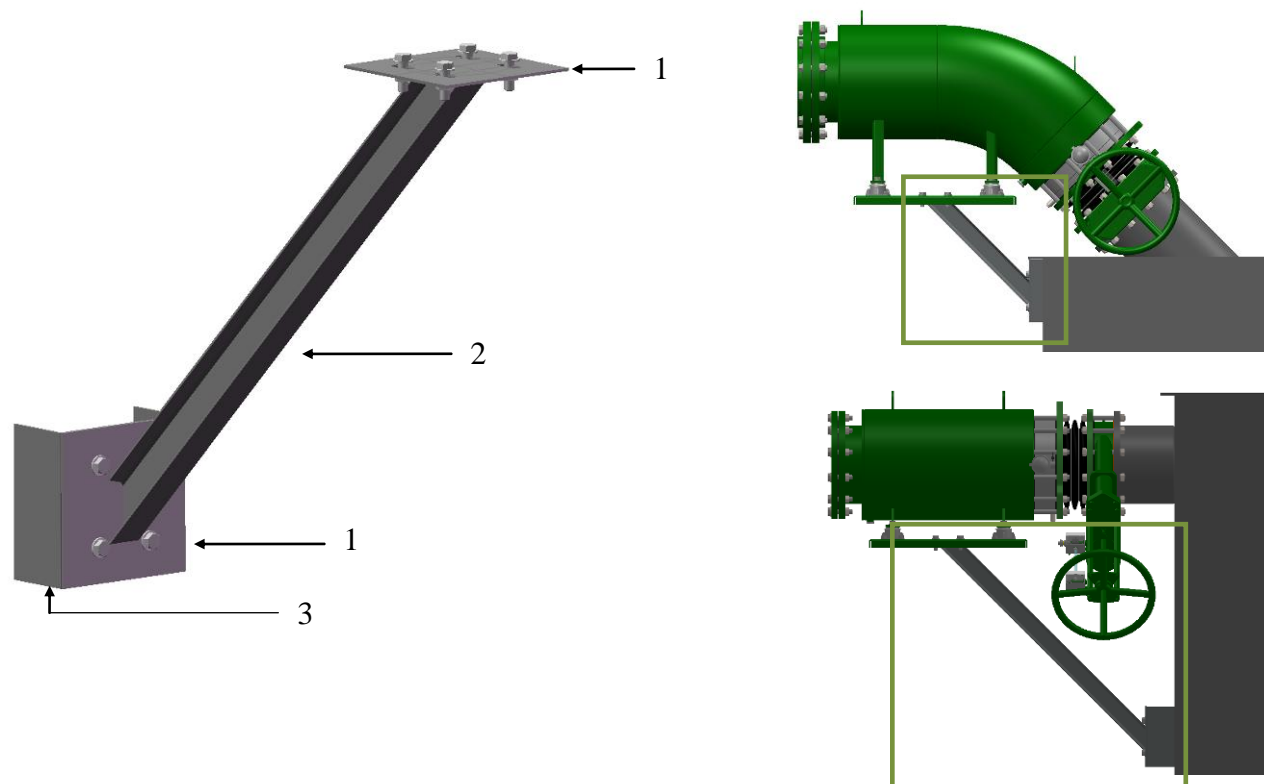
Рис.110: Труба подачи инертного газа от шкафа ТР на устройство РПН



9.5 ПОДПОРКИ

9.5.1 ПОДПОРКА МОДУЛЯ ДЕПРЕССИОРИЗАЦИИ

Подпорка МД обеспечивает необходимую опору для ГМД и МД при установке под 45°. Подпорка должна быть прикреплена к стенке трансформатора и к пластинчатой опоре МД. Все компоненты входят в комплект поставки Заказчика. Подпорка МД в целом регулируется во всех направлениях в диапазоне +/- 20 мм. Для крепления МД к I-образной подпорке используются шайбы и болты М16, поставляемые Заказчиком.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Монтажная пластина для МД
2	I-образная подпорка Ду75 (3 дюйма)
3	Монтажная пластина, прикрепленная к монтажному кронштейну

Рис. 111: I-образный кронштейн



9.5.2 ПОДПОРКИ ДЛЯ ТРУБ СЛИВА МАСЛА

Подпорки и крепления для ТСМ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 футов) друг от друга и по необходимости. Подпорка для ТСМ должна надежно поддерживать трубопровод и не допускать какого-либо перемещения трубопровода. Ниже показаны несколько примеров подпорок для ТСМ.



Подпорка и крепление для ТСМ



Подпорка и крепление для ТСМ



Подпорка для ТСМ

Рис.112: Примеры подпорок для трубы слива масла

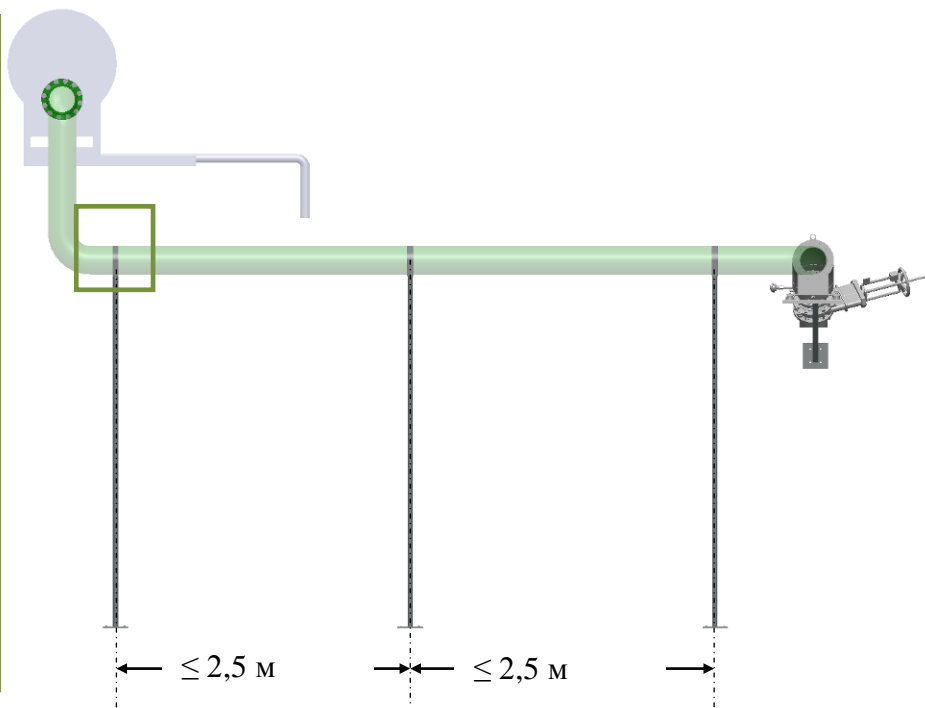
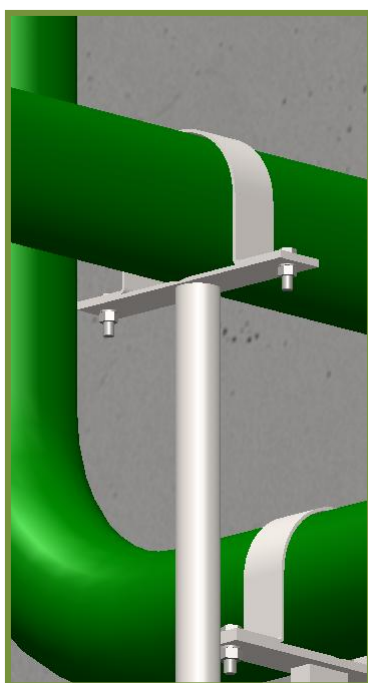
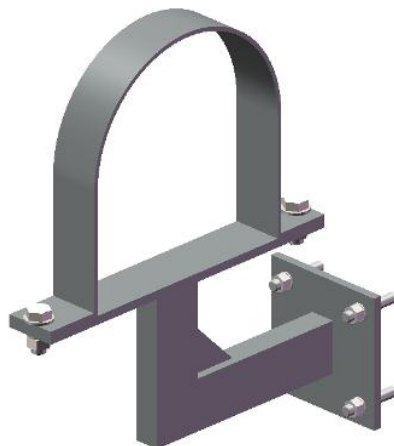


Рис. 113: Пример подпорки для трубы слива масла, установка через каждые 2,5 м



Подпорка и крепление при наличии огнеупорной стенки
Рис.114: Пример подпорки для трубы слива масла

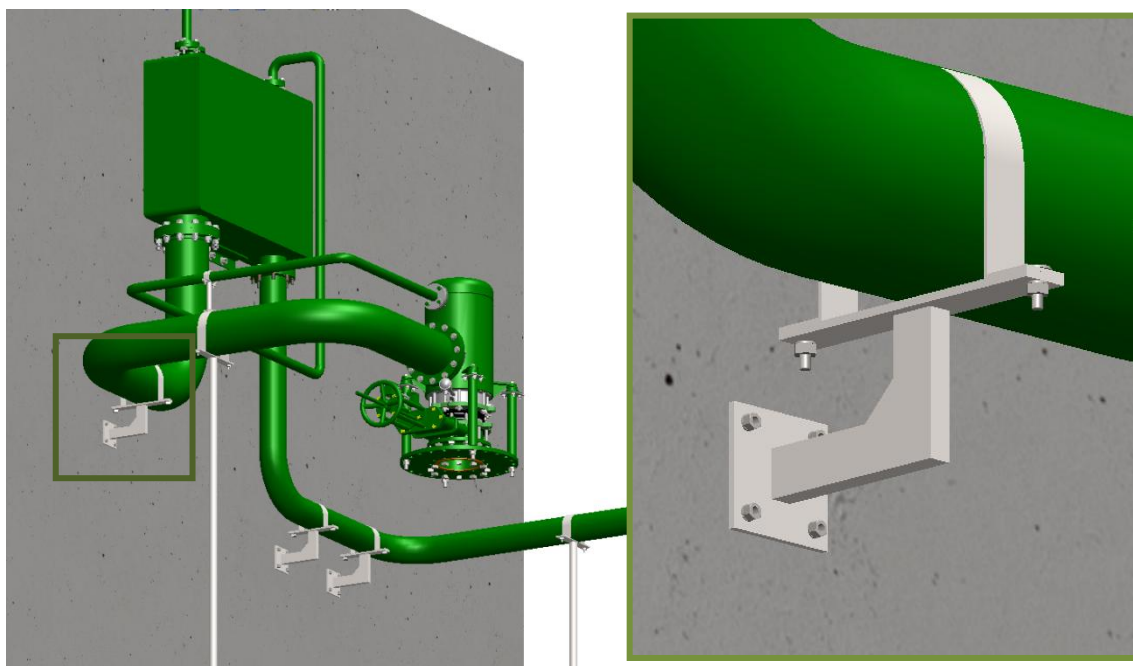
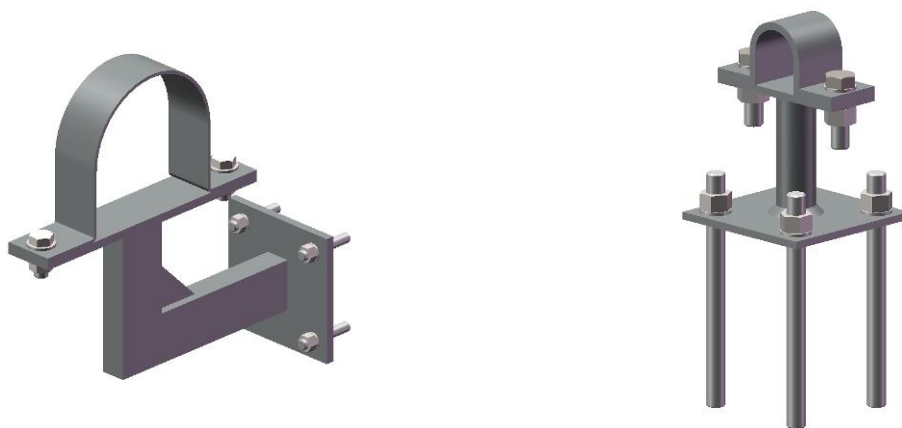


Рис. 115: Пример подпорки для трубы слива масла, закрепленной на огнеупорной стенке



9.5.3 ПОДПОРКИ ДЛЯ ТРУБЫ ОТВОДА ВЗРЫВООПАСНЫХ ГАЗОВ

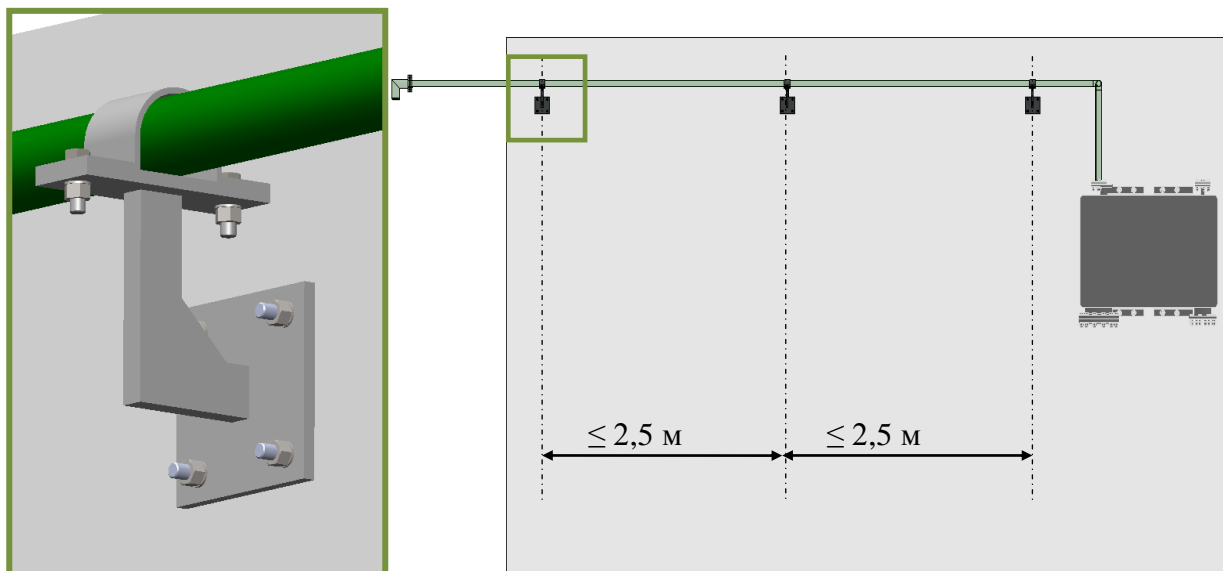
ТОВГ проходит от БОМГ в безопасное место в окружающей среде. Подпорки и крепления для ТОВГ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 футов) друг от друга и по необходимости. Подпорка для ТОВГ должна надежно поддерживать трубопровод и не допускать какого-либо перемещения трубопровода. Ниже показаны несколько примеров подпорок для ТОВГ.



Подпорка и крепление при наличии огнеупорной стенки

*Подпорка и крепление, установленные
наверху огнеупорной стенки*

Рис. 116: Пример подпорки для трубы отвода взрывоопасных газов.



*Рис. 117: Пример подпорки для трубы отвода взрывоопасных газов, установленной
через каждые 2,5 м*

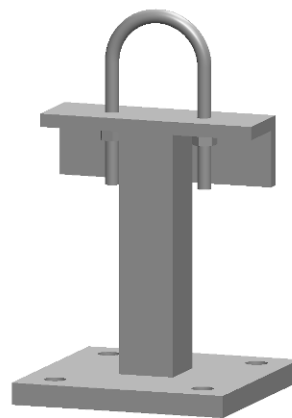


9.5.4 ПОДПОРКИ ДЛЯ ТРУБЫ ПОДАЧИ ИНЕРТНОГО ГАЗА

ТПИГ проходит от шкафа ТР на трансформатор, устройство РПН (если применимо) и МКМ (если применимо). ТПИГ должна быть проложена от шкафа ТР с использованием трубопровода из нержавеющей стали с размером Ду25 (1 дюйм). Подпорки и крепления для ТПИГ рекомендуется устанавливать на расстоянии не более 2,5 м (8,2 футов) друг от друга и по необходимости. Подпорка для ТПИГ должна надежно поддерживать трубопровод и не допускать какого-либо перемещения трубопровода. Ниже показаны несколько примеров подпорок для ТПИГ.



Подпорка и крепление, установленные на грунте



Подпорка и крепление при наличии огнеупорной
стенки

Рис. 118: Пример подпорки для трубы подачи инертного газа

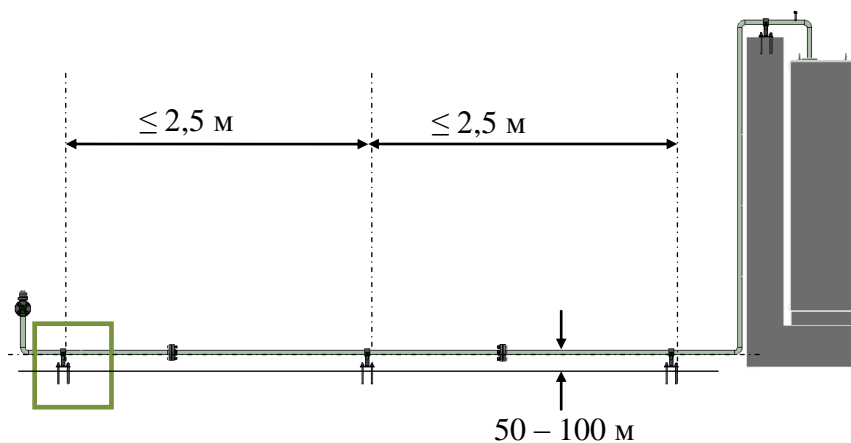
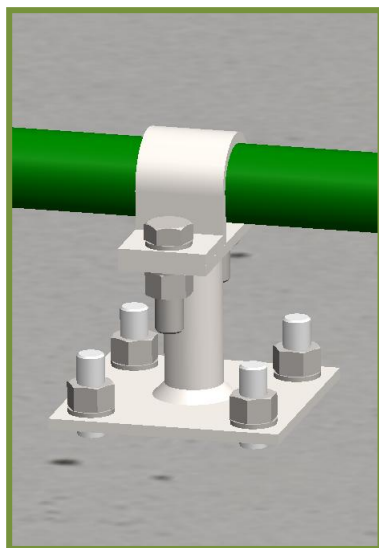
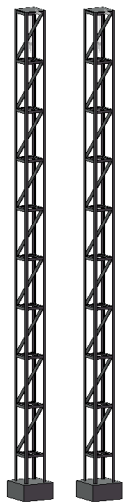


Рис. 119: Пример подпорки для трубы подачи инертного газа, установленной через каждые 2,5 м

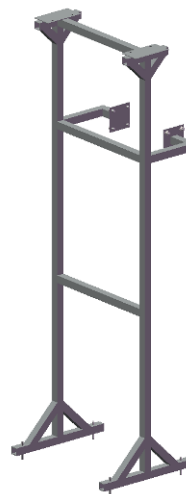


9.5.5 Подпорки для приподнятого бака отделения масла и газов

ПБОМГ должен иметь надлежащую опору в соответствии с размерами и весом. Днище ПБОМГ должно быть расположено на 100 мм (4 дюйма) выше самой верхней точки консерватора трансформатора. Ниже показаны несколько примеров подпорок для ПБОМГ.



Две незакрепляемые структурные подпорки



Подпорка, прикрепляемая к трансформатору



Подпорка, прикрепляемая к огнеупорной стенке трансформатора
Рис. 120: Подпорка для ПБОМГ

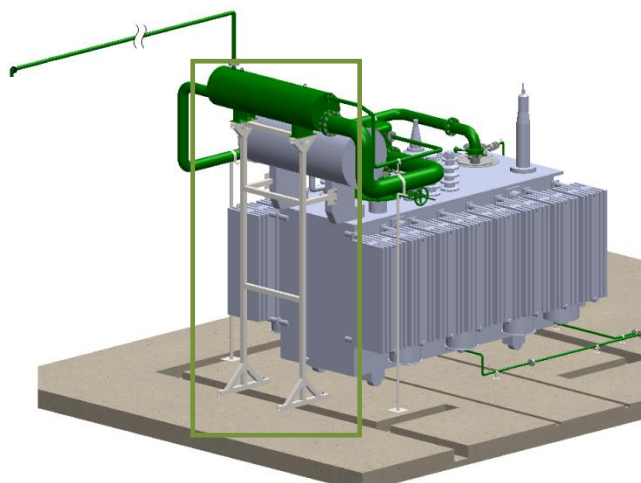
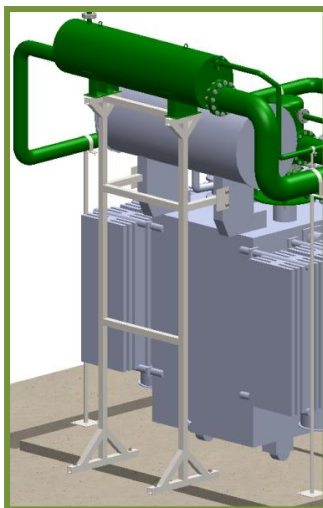


Рис. 121: Подпорка для ПБОМГ, прикрепляемая к трансформатору

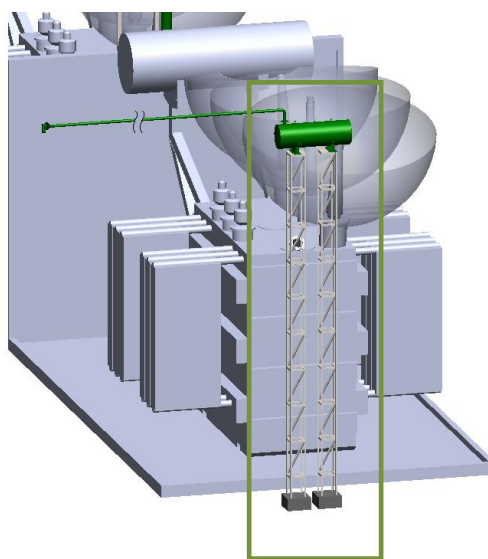
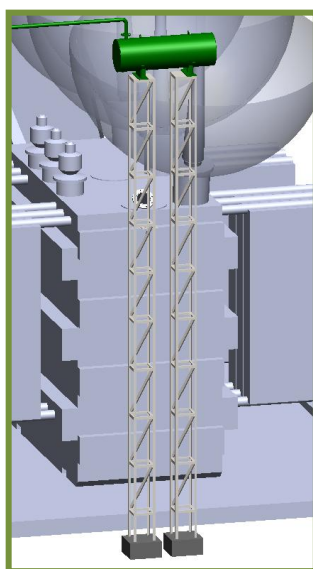


Рис. 122: Две структурные подпорки для ПБОМГ

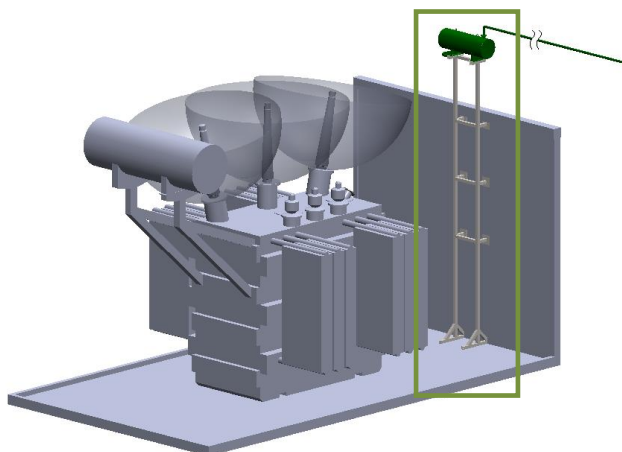
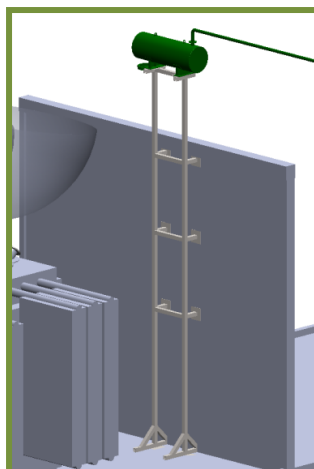
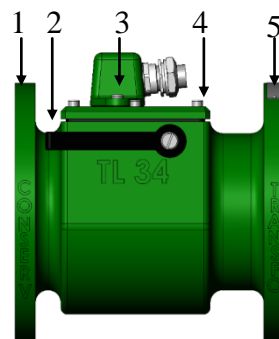
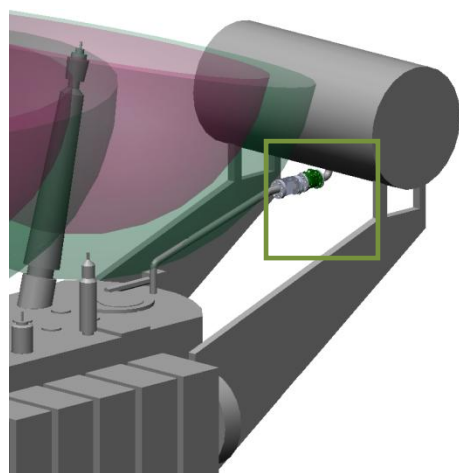


Рис. 123: Подпорка для ПБОМГ, прикрепляемая к огнеупорной стенке

10 ОПЦИИ

10.1 КЛАПАН РАСШИРИТЕЛЬНОГО БАКА

Клапан расширительного бака (2 или 3 дюйма) быстро и эффективно изолирует масло в баке консерваторе, как только он обнаруживает ненормально высокий поток. Этот быстрый поток масла может быть вызван разрывом бака трансформатора (в случае взрыва бака), разрывом трубы или радиатора и т.д. Он предназначен для обеспечения потока остаточного масла в трансформатор, что позволяет баку консерватора поддерживать нормальный рабочий уровень трансформаторного масла. Клапан трансформатора является автономным и имеет абсолютно механический принцип действия, отличаясь высокой надежностью. Он не чувствителен к ударному воздействию и вибрации (которые могут исходить от трансформатора).



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Фланец адаптации для бака трансформатора
2	Ручка клапана бака трансформатора
3	Крышка клемм электрических соединений
4	Корпус клапана бака трансформатора
5	Фланец адаптации для бака трансформатора

Рис.124: Клапан расширительного бака

10.2 ЗАЩИТА ОТ ДВОЙНОЙ НЕИСПРАВНОСТИ

Защита от двойной неисправности является опцией для заказчиков, в которой используется МД трансформатора увеличенного размера. Если допустить отказ электрической защиты, трансформатор не будет отключен, что приведет к возможным дополнительным дуговым разрядам в трансформаторе. Именно по этой причине используется МД трансформатора увеличенного размера, позволяющий осуществить депрессюризацию трансформатора, в то время как трансформатор все еще находится под напряжением.

Мощность трансформатора, передачи и распределения энергии, МВА	Размеры модуля депрессюризации	Размеры для защиты от двойной неисправности (опция)
0,1 МВА < TP ≤ 1 МВА	Ду 100 / 4 дюйма	Ду 125 / 5 дюймов
1 МВА < TP ≤ 4 МВА	Ду 125 / 5 дюймов	Ду 150 / 6 дюймов
4 МВА < TP ≤ 15 МВА	Ду 150 / 6 дюймов	Ду 200 / 8 дюймов
15 МВА < TP ≤ 100 МВА	Ду 200 / 8 дюймов	Ду 250 / 10 дюймов
100 МВА < TP ≤ 300 МВА	Ду 250 / 10 дюймов	Ду 300 / 12 дюймов
300 МВА < TP ≤ 500 МВА	Ду 300 / 12 дюймов	2 x Ду 300 / 2 x 12 дюймов
500 МВА < TP	2 x Ду 300 / 2 x 12 дюймов	*

*исследуется Проектным отделом компании SERGI France

Таблица 4: Размеры стандартного модуля депрессюризации для трансформаторов

10.3 УСТРОЙСТВО ПУСКА ДЛЯ БАЛЛОНА ИНЕРТНОГО ГАЗА

10.3.1 УСТРОЙСТВО РУЧНОГО ПУСКА ДЛЯ БАЛЛОНА ИНЕРТНОГО ГАЗА

Эта опция, как правило, приобретается заказчиками, которые желают подавать инертный газ непосредственно из шкафа ТР. Ручная подача осуществляется путем снятия предохранительного фиксатора и нажатия рычага. МПИГ подает инертный газ в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН и МКМ. Ниже показаны компоненты устройства ручного пуска для баллона инертного газа.

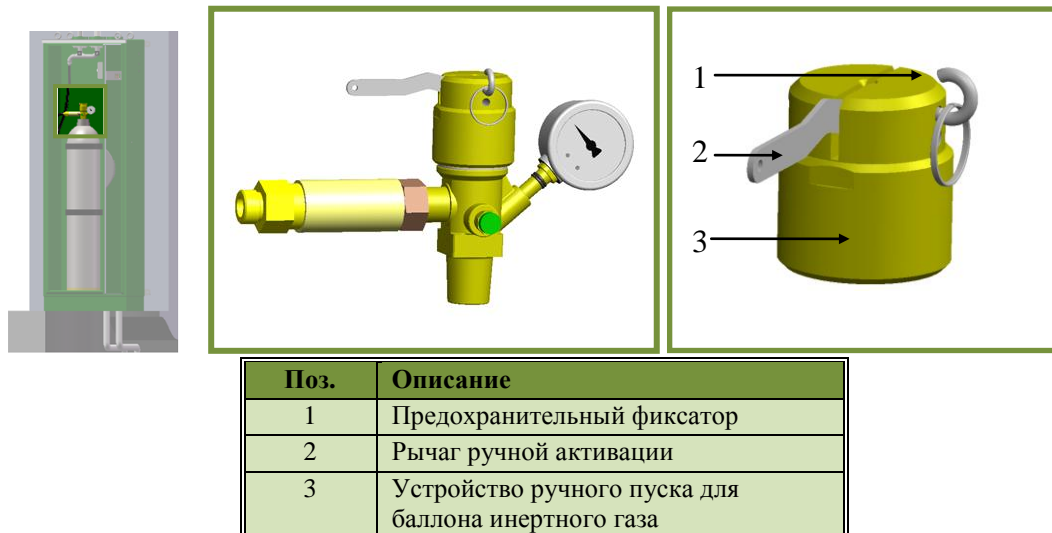
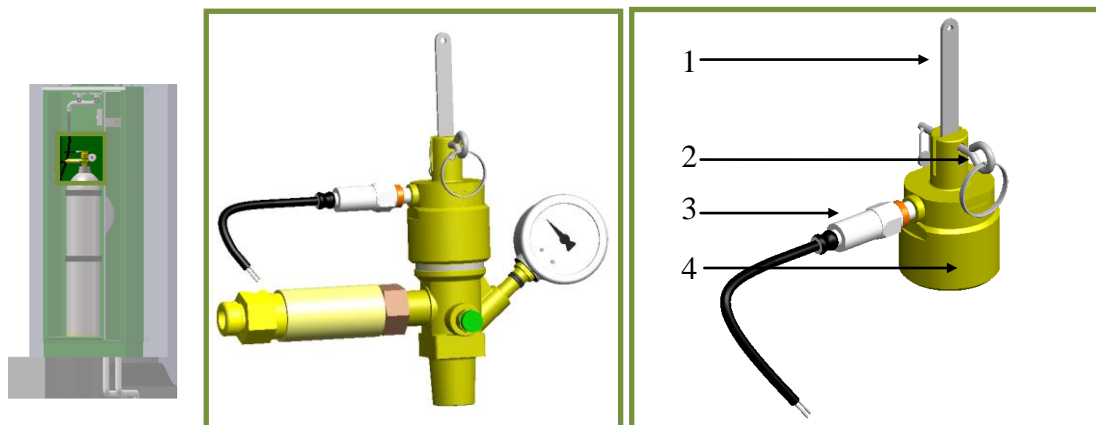


Рис. 125: Устройство ручного пуска для баллона инертного газа

10.3.2 УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО/РУЧНОГО ПУСКА ДЛЯ БАЛЛОНА ИНЕРТНОГО ГАЗА

Эта функция обеспечивает автоматическую активацию инертного газа после подтверждения двух условий. Опция ручной подачи предназначена для управления подачей инертного газа непосредственно из шкафа ТР. Ручная подача осуществляется путем снятия предохранительного фиксатора и нажатия рычага. Ниже показаны компоненты устройства автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа.





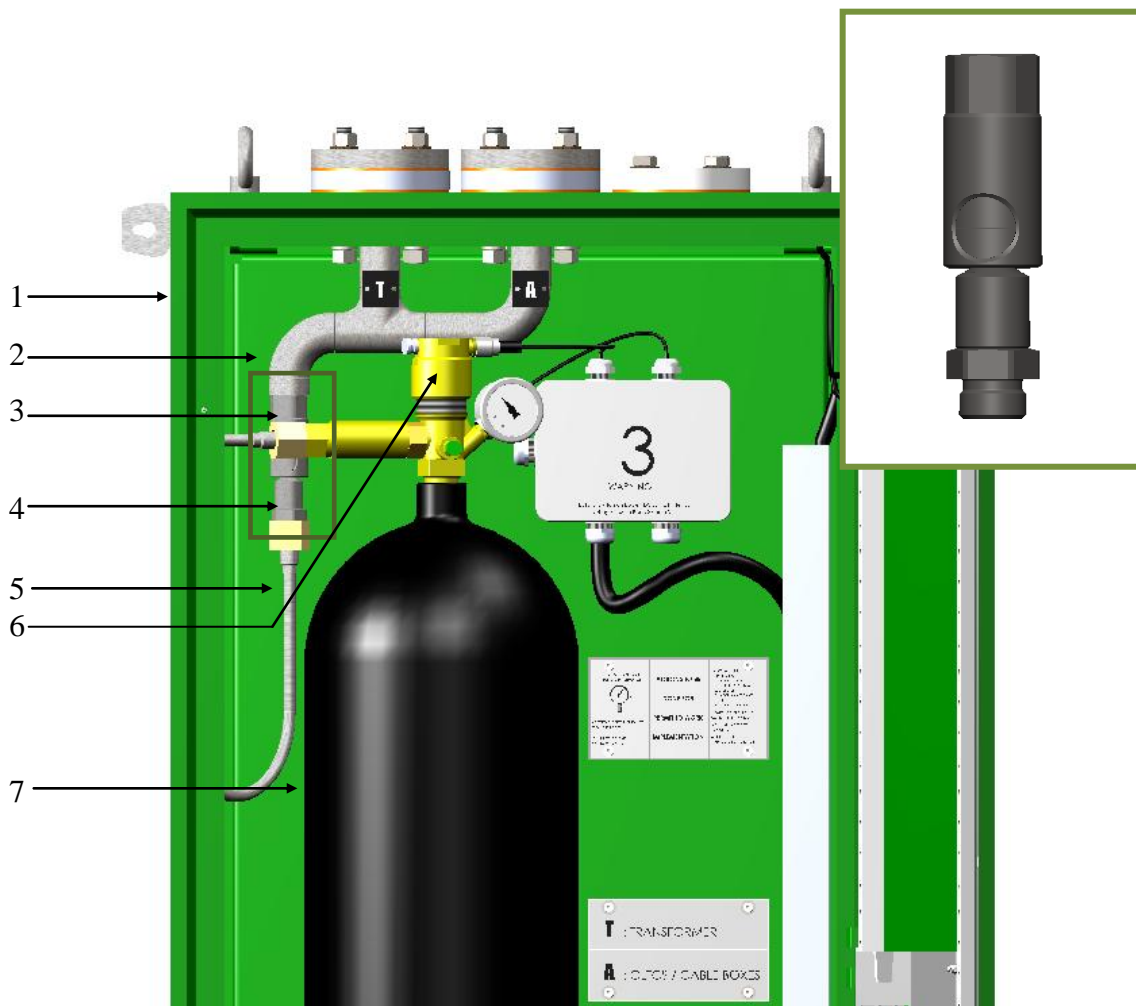
Поз.	Описание
1	Рычаг ручной активации
2	Электрический активатор
3	Предохранительный фиксатор
4	Устройство автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа

Рис. 126: Устройство автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа

10.3.3 БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЙ РАЗЪЕМ

В дежурном режиме баллон инертного газа отключен от ТПИГ. Если требуется подача инертного газа, необходимо выполнить следующие действия.

1. Подключить баллон инертного газа к ТПИГ с помощью быстродействующего разъема.
2. Осуществить пуск баллона инертного газа.
 - а. Вручную подтвердить устройство пуска на пульте управления системы ТР (возможно с помощью устройства автоматического или автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа).
 - б. Вручную запустить баллон инертного газа в шкафу ТР (возможно с помощью устройства автоматического или автоматического/ручного пуска для баллона инертного газа).





Поз	Описание
1	Шкаф ТР
2	Распределительный трубопровод
3	Гнездо быстродействующего разъема
4	Штекер быстродействующего разъема
5	Гибкий шланг
6	Устройства пуска для баллона инертного газа
7	Баллон инертного газа

Рис. 127: Быстродействующий разъем

10.4 СОЕДИНЕНИЕ ETHERNET С СИСТЕМОЙ SCADA

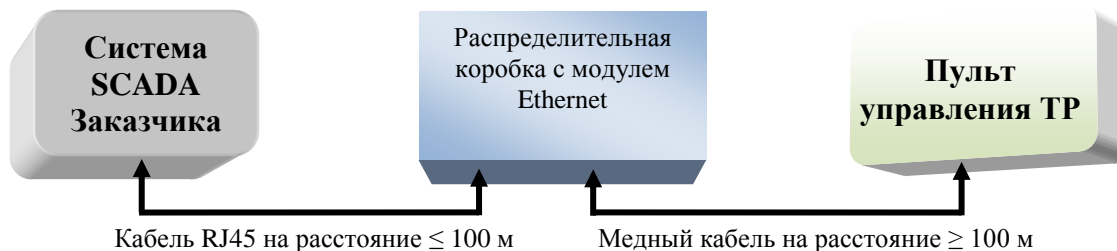
Устройство Ethernet позволяет выполнять сбор информации от компонентов системы ТР и поддерживать связь с системой SCADA. Устройство Ethernet подключается с помощью клемм с пружинными зажимами. Устройство может эксплуатироваться при рабочей температуре от 0° до 55° С.

Передача по локальной сети Ethernet осуществляется следующими способами.

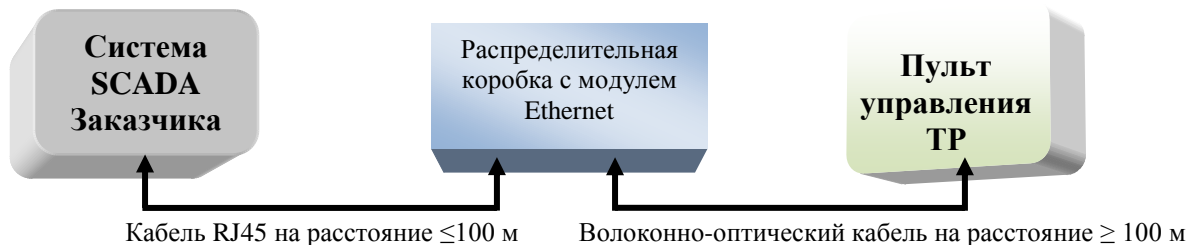
1. С использованием кабеля RJ45: расстояние передачи (общая длина кабеля) данных с помощью устройства Ethernet с пульта управления в систему SCADA должно быть меньше или равным 100 м (328 футов).



2. (А) С использованием соединительного устройства: если расстояние передачи (общая длина кабеля) данных больше 100 м (328 футов) между устройством Ethernet на пульте управления и системой SCADA, используется соединительное устройство. Расстояние между соединительным устройством и системой SCADA должно быть меньше или равным 100 м (328 футов).



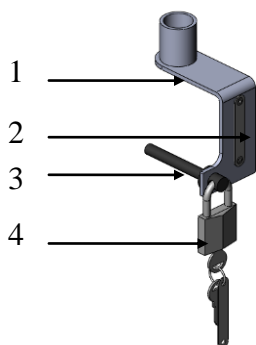
2. (В) С использованием волоконно-оптического кабеля: если расстояние передачи (общая длина кабеля) данных больше 100 м (328 футов) между устройством Ethernet на пульте управления и системой SCADA, используется соединительное устройство. Расстояние между соединительным устройством и системой SCADA должно быть меньше или равным 100 м (328 футов).



Устройство Ethernet может работать с двумя различными протоколами: Modbus/TCP или OPC. Сервер требуется только для протокола Modbus OPC. Он должен быть установлен в системе Заказчика для коммуникации с модулем Ethernet.

10.5 КОМПЛЕКТ БЛОКИРОВКИ ИЗОЛИРУЮЩЕГО ВЕНТИЛЯ

Комплект блокировки изолирующего вентиля можно заказать по запросу для блокировки изолирующего вентиля в открытом/закрытом положении.



ПОЗ.	ОПИСАНИЕ
1	Устройство блокировки изолирующего вентиля
2	Идентификационная табличка замка для изолирующего вентиля
3	Фиксатор изолирующего вентиля
4	Навесной замок

Рис. 128: Комплект блокировки изолирующего вентиля

10.6 ШКАФ ТР

10.6.1 Модуль ОСВЕЩЕНИЯ для ШКАФА ТР

Модуль освещения для шкафа ТР обеспечивает освещение внутри шкафа ТР при проведении проверки шкафа ТР и давления баллона инертного газа.

10.6.2 Модуль ЗВУКОВОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ ШКАФА ТР

После активации подачи инертного газа можно использовать модуль звуковой сигнализации для предупреждения об этом персонала, находящегося снаружи. Модуль сигнализации может быть расположен в любом месте вокруг трансформатора для предупреждения персонала об активации системы ТР.

10.6.3 ГИГРОСТАТ

Гигростат должен быть включен в качестве составной части в модуль подачи инертного газа для зон с высоким уровнем относительной влажности; а именно, выше 60%. Он позволяет предотвратить окисление субкомпонентов шкафа ТР.

10.6.4 Клапаны ТПИГ



Имеются три различных клапана, изолирующих трансформатор от ТПИГ при выполнении операций техобслуживания:

- 1-дюймовый электроклапан (индикация положения на пульте управления);
- 1-дюймовый ручной шаровой клапан;
- 1-дюймовый шаровой клапан с индикатором положения (индикация положения на пульте управления).

10.6.5 АВТОНОМНАЯ СУХАЯ БАТАРЕЯ

Автономная сухая батарея обеспечивает независимое электропитание. В случае недостаточного заряда батареи в диспетчерскую посылается сигнал, запускающий аварийную сигнализацию.



11 КОМПОНЕНТЫ, НЕ ПОСТАВЛЯЕМЫЕ КОМПАНИЕЙ SERGI

Следующие компоненты не поставляются компанией SERGI:

ПОЗ.	КОМПОНЕНТ
1	Реле Бухгольца
2	Устройства электрической защиты, такие как: дифференциальная, сверхтоковая и т.д.
3	Предохранительные клапаны, если они не затребованы специально.
4	ТПИГ (1-дюймовые клапаны, используемые для подачи инертного газа), если они не указаны в спецификации.
5	Монтажный кронштейн (опора) для ЛТД.
6	Фланцы соединительные для крышек трансформатора, устройства РПН, МКМ/МКМВ.
7	Все кабели, соединения и подпорки между шкафом и пультом управления ТР
8	Все кабели, соединения и подпорки между пультом управления и источником питания постоянного тока.
9	Все кабели, соединения и подпорки между пультом управления и соединительной коробкой трансформатора.
10	Подпорки ТОГ и ТПИГ.
11	Болты крепления к стене и бетону для шкафа и пульта управления ТР.
12	Монтажный кронштейн и подпорка для МД.
13	Кабель для соединения РД с соединительной коробкой трансформатора
14	Кабель для соединения ИВ с соединительной коробкой трансформатора. Этот кабель должен быть огнестойким.
15	БОМГ (если он не заказан дополнительно).
16	Все ТПИГ, ТОВГ, ТОГ и ТСМ (если они не заказаны дополнительно).
17	Все детали (такие как Т-образные патрубки и клапаны), необходимые для соединения трубопроводов подачи инертного газа к существующим клапанам.
18	Все детали, необходимые для соединения МД с фланцами, которые не подходят для поставленных фланцев.
19	Система заземления для пульта управления и шкафа ТР
20	Питание переменного тока для шкафа ТР
21	Питание постоянного или переменного тока для пульта управления.

** Список может быть изменен в соответствии с дальнейшей разработкой системы ТР и с конфигурацией системы ТР.*

Таблица 5: Компоненты, не входящие в комплект поставки системы ТР

Трубопроводы, используемые для установки системы ТР, должны выбираться в соответствии с технической спецификацией “Трубы и соединительные компоненты”, в противном случае будет отозвана гарантия.



12 ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

КОВ (AIS)	Клапан отсечки воздуха
ДК (DC)	Декомпрессионная камера
МД (DS)	Модуль депрессюризации
ЕА (EA)	Электрический активатор
ТОВГ (EGEP)	Труба для отвода взрывоопасных газов
МОВГ (EGES)	Модуль отвода взрывоопасных газов
ПБОМГ (EOGST)	Приподнятый бак отделения масла и газов
ЭК (EV)	Электрочлапан
ТОГ (GEP)	Труба для отвода газов
ГМД (HDS)	Горизонтальный модуль депрессюризации
КИФ (IFS)	Комплект изолирующего фланца
ТПИГ (IGIP)	Труба подачи инертного газа
МПИГ (IGIS)	Модуль подачи инертного газа
ВПИГ (IGIV)	Вентиль подключения трубы подачи инертного газа
ИВ (IV)	Изолирующий вентиль
ЛТД (LHD)	Линейный термодетектор
ОК (NRV)	Обратный клапан
МКМВ (OBCB)	Маслонаполненная кабельная муфта ввода
МКМ (OCB)	Маслонаполненная кабельная муфта
ТСМ (ODP)	Труба для слива масла
БОМГ (OGST)	Бак отделения масла и газов
РПН (OLTC)	Устройство регулирования напряжения под нагрузкой
ПК (PRV)	Предохранительный клапан
РД (RD)	Разрывной диск
Ам (SA)	Амортизатор
ИБОМГ (SOGST)	Интегрированный бак отделения масла и газов
ТР	Система TRANSFORMER PROTECTOR
ВМД (VDS)	Вертикальный модуль депрессюризации
НБОМГ (WOGST)	Настенный бак отделения масла и газов
45°МД (45°DS)	Модуль депрессюризации, выполненный под углом 45 градусов



13 ГЛОССАРИЙ

Элемент присоединительный: элемент присоединительный представляет собой патрубок и фланец, устанавливаемые на трансформаторе, устройстве РПН и МКМ/МКМВ для установки модуля депрессюризации. Элемент присоединительный является очень важным элементом для установки системы ТР.

Клапан отсечки воздуха: КОВ представляет собой запорный клапан, используемый для отвода всех взрывоопасных газов, накопившихся после активации системы ТР. КОВ обеспечивает вывод взрывоопасных газов из трансформатора, МД, трубопровода и БОМГ, при этом не позволяя воздуху войти в контакт со взрывоопасными газами в системе.

Пульт управления: пульт управления определяет логику работы системы ТР.

Декомпрессионная камера: декомпрессионная камера обеспечивает снижение давления, устраняя волну давления, генерированную динамическим давлением внутри трансформатора при коротком замыкании.

Модуль депрессюризации: МД прикреплен к трансформатору, устройству РПН и МКМ/МКМВ и обеспечивает депрессюризацию в случае короткого замыкания. МД поставляется в трех различных конфигурациях (ВМД, 45°МД и ГМД) для трансформатора и также может поставляться для устройства РПН (внутреннего и внешнего) и/или МКМ/МКМВ. МД состоит из нескольких различных компонентов, таких как: изолирующий вентиль, амортизатор, разрывной диск и декомпрессионная камера.

Электрический активатор: электрический активатор является пиротехническим устройством, которое включается под воздействием короткого замыкания при управлении от логической схемы пульта управления. Включение осуществляется после подтверждения нескольких состояний на пульте управления. После срабатывания электрического активатора его необходимо заменить.

Электрическая защита: имеются четыре сигнала электрической защиты: реле Бухгольца, дифференциальное реле, реле защиты от короткого замыкания и реле сверхтока. Логика системы ТР работает на основе ввода сигналов электрической защиты.

Электроклапан: электроклапан пропускает или блокирует поток жидкости или газа. Время работы электроклапана (0° - 90°) составляет 6 секунд. Вес клапана 7 кг (15,5 фунтов). Он должен устанавливаться с учетом свободного пространства.

Приподнятый бак отделения масла и газов: ПБОМГ является опцией БОМГ с минимальным объемом 0,5 м³ (132 галлона). ПБОМГ имеет цилиндрическую конструкцию отсека и устанавливается на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) над консерватором трансформатора.

Труба отвода взрывоопасных газов: ТОВГ служит для отвода взрывоопасных газов из всей системы в безопасное место, находящееся на удалении от трансформатора и окружающего оборудования. ТОВГ проходит от БОМГ в выбранную зону, где взрывоопасные газы могут быть выпущены в окружающую среду без повреждения оборудования и травмирования персонала предприятия.



Модуль депрессюризации внешнего устройства РПН: МД внешнего устройства РПН является МД РПН, установленным на крышке устройства РПН. МД имеет соединение ТСМ, которая проходит на основную ТСМ, проходящую от МД трансформатора. Компоненты МД внешнего устройства РПН: изолирующий вентиль, амортизатор, разрывной диск и декомпрессионная камера.

Труба отвода газов: ТОГ служит для отвода взрывоопасных газов и инертного газа после активации системы ТР. Конфигурация ТОГ определяется в зависимости от типа системы ТР (ВМД или ГМД).

Горизонтальный модуль депрессюризации: ГМД является МД трансформатора, установленным на стенке трансформатора с необходимой подпоркой. МД состоит из соединения ТСМ, проходящей на БОМГ. Компоненты ГМД: изолирующий вентиль, амортизатор, разрывной диск и декомпрессионная камера. Для ГМД требуется установки комплекта ТОГ на трубопроводе консерватора трансформатора между реле Бухгольца консерватором, для отвода взрывоопасных газов из трансформатора.

Труба подачи инертного газа: ТПИГ служит для подачи инертного газа в трансформатор из шкафа системы ТР. ТПИГ должна проходить от шкафа ТР к трансформатору, устройству РПН и МКМ. В дежурном режиме ТПИГ заполнена трансформаторным маслом. При активации инертный газ подается через ТПИГ под давлением 1 бар в нижнюю часть трансформатора, устройства РПН (если применимо) и МКМ (если применимо).

Модуль депрессюризации внутреннего устройства РПН: МД внутреннего устройства РПН устанавливается на крышке устройства РПН. МД имеет соединение ТСМ, которая проходит на основную ТСМ, проходящую от МД трансформатора. Компоненты МД внутреннего устройства РПН: разрывной диск и декомпрессионная камера.

Изолирующий вентиль: изолирующий вентиль служит для изоляции системы ТР от трансформатора во время монтажа и техобслуживания.

Линейный термодетектор: комплект ЛТД устанавливается на крышке трансформатора для обнаружения повышенной температуры снаружи. На пульт управления поступает сигнал, предупреждающий о срабатывании ЛТД. Комплект ЛТД вместе с электрическими защитами обеспечивает подтверждение условия активации подачи инертного газа в трансформатор для поддержания безопасного состояния внутри трансформатора.

Обратный клапан: ОК не допускает слива масла из трансформатора в случае отсоединения или случайного повреждения ТПИГ. ОК должен устанавливаться на всех соединениях ТПИГ (трансформатор, внутреннее устройство РПН, внешнее устройство РПН и МКМ). ОК устанавливается поблизости от вентиля подключения ТПИГ трансформатора, РПН и МКМ.

Модуль депрессюризации маслonaполненной кабельной муфты ввода: МД МКМВ является МД, который установлен на стенке МКМВ. МД имеет соединение ТСМ, которая проходит на основную ТСМ, проходящую от МД трансформатора. Компоненты МД МКМВ: изолирующий вентиль, амортизатор и разрывной диск.



Модуль депрессюризации маслонаполненной кабельной муфты: МД МКМ является МД, который установлен на стенке МКМ. МД имеет соединение ТСМ, которая проходит на основную ТСМ, проходящую от МД трансформатора. Компоненты МД МКМ: изолирующий вентиль, амортизатор и разрывной диск.

Труба для слива масла: ТСМ служит для отвода взрывоопасных газов и масла при активации системы ТР. ТСМ принимает слив от трансформатора, устройства РПН и МКМ/МКМВ. ТСМ соединяет декомпрессионную камеру с БОМГ.

Бак отделения масла и газов: БОМГ является баком для приема вытесняемых взрывоопасных газов и масла при активации системы ТР. Геометрия БОМГ с объемом 0,5 м³ зависит от конфигурации предложенного БОМГ (ИБОМГ, НБОМГ или ПБОМГ).

Разрывной диск: разрывной диск является компонентом, применяемым на модулях депрессюризации любого типа. Разрывной диск калиброван на открытие при заданном давлении в соответствии с характеристиками трансформатора. Когда разрывной диск открыт, один или два индикатора открытия посылают сигнал об открытии диска на пульт управления.

Предохранительный клапан: ПК не допускает образования избыточного давления в ТПИГ. ПК имеет уставку открытия 3,5 бар (50 фунтов/кв. дюйм).

Амортизатор: амортизатор служит для демпфирования распространяющихся волн, образовавшихся в процессе депрессюризации системы ТР.

Интегрированный бак отделения масла и газов: ИБОМГ является опцией БОМГ с минимальным объемом 0,5 м³ (132 галлона). Производитель трансформатора изготовит в консерваторе трансформатора отсек, отведенный для ИБОМГ.

Шкаф (системы) ТР: в системе ТР применяется инертный газ для отвода всех образовавшихся взрывоопасных газов и стабилизации безопасного состояния трансформатора после депрессюризации. Инертный газ находится в баллоне под давлением до 200 бар (2900 фунтов/кв. дюйм) внутри шкафа ТР при управляемой температуре 15°C (59°F).

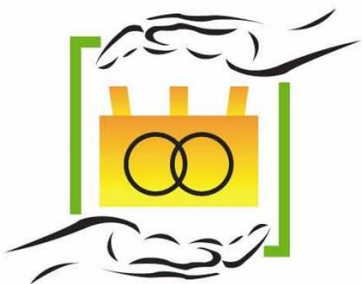
Система Transformer Protector: Система ТР осуществляет депрессюризацию трансформатора в течение нескольких миллисекунд, не допуская взрыва и последующего пожара. Во время короткого замыкания трансформатора система ТР приводится в действие первым пиковым динамическим давлением ударной волны, прежде чем возрастет статическое давление. Концепция ТР может быть применена для всех трансформаторов мощностью от 0,1 до 1000 МВА и выше.

Вертикальный модуль депрессюризации: ВМД является модулем трансформатора, который устанавливается на крышке трансформатора. МД имеет соединения ТОГ и ТСМ, которые проходят на БОМГ. Компоненты ВМД: изолирующий вентиль, амортизатор, разрывной диск и декомпрессионная камера.



Настенный бак отделения масла и газов: НБОМГ является опцией БОМГ с минимальным объемом 0,5 м³ (132 галлона). НБОМГ монтируется на огнеупорной стенке трансформатора на расстоянии не менее 100 мм (4 дюйма) над консерватором трансформатора.

Модуль депрессюризации 45°: 45°МД является модулем депрессюризации трансформатора, который устанавливается на крышке трансформатора с необходимой подпоркой. Этот МД имеет соединение ТСМ, которая проходит на БОМГ. Компоненты 45°МД: изолирующий вентиль, амортизатор, разрывной диск и декомпрессионная камера.



TRANSFORMER PROTECTOR

SERGI

SERGI France

186 avenue du Général de Gaulle

P.O. Box 90 78260 Achères France

Тел.: (+33) 1 39 22 48 40 | Факс: (+33) 1 39 22 11 11

