**Лекция № 20 Элегазовые выключатели в районах крайнего Севера.**

**Функционирование элегазовых коммутационных аппаратов в зоне крайнего севера**

Система мониторинга элегазовых выключателей предназначена для постоянного контроля текущих параметров и прогнозируемого расчета основных технологических величин высоковольтных элегазовых выключателей, а также определения и предоставления дежурному персоналу информации о возникновении, развитии и характере аварийных процессов.

**Конструктивное исполнение**

Система имеет двухуровневую структуру:

* нижний уровень образуют шкафы с устройствами введение аналоговых и дискретных сигналов,
* верхний - вычислительный модуль, что выполняет функции анализа (расчета) параметров с всех шкафов мониторинга и выдачи информации к SCADA системы.

**Функциональные возможности**

Система предоставляет информацию в режиме реального времени и по запросу. С дискретностью обновление данных 1,0 сек осуществляются :

* контроль положение выключателя,
* контроль скользящего контакта,
* контроль снижение давления элегаза,
* контроль готовности поводу,
* контроль времени готовности поводу,
* измерение плотности и температуры газовой смеси с анализом тренда (SF6 и CH4)
* измерение температуры окружающей среды в шкафу мониторинга и привода,
* расчет количества коммутационных операций в нормальных и аварийных режимах.

Элегазовые выключатели не выдержали низких температур

Анатолий Дьяков, начальник управления эксплуатации и ремонта ОАО «Тюменьэнерго»

До появления элегазовых выключателей в Тюменьэнерго использовались масляные отечественного производства типов МКП-35, ВМ-35, С-35 на напряжение 35 кВ, а также выключатели типов МКП, У, ВМТ в классе напряжения 110 и 220 кВ. Причем к концу 90-х годов подавляющее большинство составляли выключатели типа ВМТ на 110 кВ производства УЭТМ, г. Свердловск.

Проблемы, с которыми связана эксплуатация масляных выключателей, известны давно и остаются актуальными по сей день. Вот некоторые из них:

• малый коммутационный ресурс;

• большие затраты по материалам, ремонту и эксплуатации, что является следствием конструктивных недоработок, низкого качества изготовления комплектующих и других недостатков, как самих выключателей, так и их приводов.

Появление элегазовых коммутационных аппаратов позволило уйти от многих проблем, присущих масляным выключателям.

Первые элегазовые коммутационные аппараты 110 кВ на объектах ОАО «Тюменьэнерго» появились в 1987 году на подстанции «Элегаз» Сургутских электрических сетей в составе КРУЭ типа ЯЭ-110 производства завода «Электроаппарат», г. Ленинград. Своей надёжной работой они доказали преимущество элегазовых коммутационных аппаратов перед масляными. Однако эти КРУЭ имели пневматические приводы, что требовало полноценного компрессорного хозяйства со всеми вытекающими из этого минусами по его содержанию и обслуживанию.

Началом массового применения элегазовых выключателей можно считать 1997 год, когда были введены в работу элегазовые баковые выключатели типа 242 РМR и 145 РМ производства АББ на ПС 220 кВ «Ишим» и «Заря» Ишимских электрических сетей. Затем в 1999 году Нефтеюганские электрические сети начали обслуживать КРУЭ-110 кВ типа ELK-04 производства АББ на подстанции «Авангард». В 2000 году на ПС 110 кВ «Граничная» Тюменских электрических сетей появились первые элегазовые выключатели типа ВГТ-110 производства УЭТМ г. Екатеринбург.

За прошедшие годы была проведена большая работа по внедрению современных элегазовых выключателей 110 кВ, в первую очередь на узловых и ответственных подстанциях. Замена выключателей 35 кВ производилась на наиболее ответственных присоединениях. Кроме того, современные выключатели применялись при строительстве новых объектов.

Сегодня из общего числа выключателей 35—220 кВ, установленных в сетях ОАО «Тюменьэнерго», доля выключателей 35 кВ составляет 56%, выключателей 110 кВ — 43% и почти 1% составляют выключатели 220 кВ.



По классам напряжения современные выключатели распределяются следующим образом — от общего числа выключателей 35 кВ (всего 1884 шт.) современные вакуумные и элегазовые составляют 12% (226 шт.); в выключателях 110 кВ число элегазовых — 33,5% (475 шт.) при их общем количестве 1420 шт.; на напряжении 220 кВ все выключатели (25 шт.) современные элегазовые.

Накопленный в период 2005— 2006 гг. опыт эксплуатации показал следующие основные достоинства элегазовых выключателей:

• высокие надёжность и коммутационный ресурс;

• малые эксплуатационные затраты.

Однако в условиях аномально холодной зимы 2005/06 г., когда низкие температуры до -45°С на юге Тюменской области и -62°С в ХМАО и ЯНАО держались продолжительное время — более двух недель без значительных изменений в сторону повышения, — проявились серьезные недостатки элегазовых выключателей. В период с 8 по 13 января 2006 г. в Тюменской энергосистеме наблюдались блокировки цепей управления на 70-ти баковых элегазовых выключателях: производства АББ — 63 шт. и AREVA (АLSTOM) — 7 шт.



Из-за массового блокирования цепей управления выключателями в энергосистеме создалась критическая ситуация. Тюменским РДУ был объявлен режим высоких рисков. Любое технологическое нарушение в электрических сетях Тюменской энергосистемы в этот период, при критически низких температурах и неработоспособном состоянии элегазовых выключателей, которые в большинстве своем находились на особо ответственных узловых, системообразующих подстанциях, могло привести к тяжелейшим последствиям в первую очередь для потребителей нефтяной и газовой отраслей, ЖКХ региона и экономики страны в целом из-за возможных нарушений при добыче и транспортировке нефти и газа из северных регионов Тюменской области.

Для предотвращения критической ситуации в Тюменьэнерго были предприняты все возможные меры по обеспечению работоспособности элегазовых выключателей путём восстановления давления элегаза за счёт установки дополнительного подогрева и термоизоляции баков — утепление баков дарнитом, стеклотканью, монтаж дополнительного обогрева в зависимости от возможности установки под бак ТЭН, воздуходувок, светильников типа ПКН.

В срочном порядке были организованы бригады, в том числе с привлечением подрядных организаций, для проведения работ в круглосуточном режиме с постоянным мониторингом состояния оборудования.

Благодаря быстрой и слаженной работе ремонтных бригад «дедовскими» методами, подручными средствами, удалось восстановить работоспособность выключателей и не допустить развития критической ситуации.

При анализе причин снижения давления элегаза в баках выключателей АББ было установлено, что основными из них являлись:

• недостаточная термоизоляция баков выключателей производства АББ;

• недостаточная мощность штатных нагревателей баков выключателей.

Для объективности картины следует отметить, что вышеуказанные недостатки проявились отчасти вследствие того, что установленное оборудование не было рассчитано на эксплуатацию в условиях столь низких температур в длительном режиме.

На техническом совещании по вопросу блокирования баковых элегазовых выключателей в условиях низких температур с участием представителей Тюменьэнерго, ФСК ЕЭС, филиала ФСК ЕЭС — МЭС Западной Сибири, центра испытаний и сервисного обслуживания ООО «АББ Электроинжиниринг», состоявшемся в январе 2006 г. в г. Сургут, о работе выключателей производства АББ было отмечено следующее:

• отсутствие штатного устройства контроля исправности элементов обогрева баков;

• расхождение между показаниями манометров и действиями монитора плотности на блокирование выключателя на аппаратах с термокомпенсированными манометрами;

• невозможность контроля соответствия давления элегаза установленным значениям при включённом обогреве баков;

• отсутствие рекомендаций от завода-изготовителя о возможности коммутации выключателями токов, меньших номинального тока отключения, ёмкостных и индуктивных токов при снижении плотности элегаза ниже уровня блокировки;

• отсутствие региональных сервисных центров по выключателям производства АББ, что лишает возможности оперативного реагирования на возникающие неисправности.

По итогам данного совещания ООО «АББ Электроинжиниринг» в согласованные сроки произвело поставку и монтаж дополнительной теплоизоляционной оболочки баков выключателей, а также замену всех повредившихся нагревательных элементов.

В связи с отсутствием рекомендаций от завода-изготовителя о возможности коммутации выключателями токов, меньших номинального тока отключения, емкостных и индуктивных токов при снижении плотности элегаза ниже уровня блокировки, в Тюменьэнерго был разработан и утверждён 18.10.2006 г. Регламент действий оперативного персонала при блокировании цепей управления выключателей типа 145 РМ в условиях низких температур, согласованный ООО «АББ Электроинжиниринг» и Тюменским РДУ.



По событиям января 2006 г. вышло распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» №56 от 21.03.2006 г. «О приостановке поставок элегазовых баковых выключателей производства компании АББ типов: 145 РМ, 242 PMR, 550 РМ и компании АREVA типов: DT1-145, HGF-1012, HGF-1014 для объектов, расположенных в районах с холодным климатом».

В июле 2006 г. заводом-изготовителем ABB Int. в США были проведены климатические испытания выключателей 145 PM (испытания проходили в Канаде) и разработан план-график мероприятий по обеспечению работоспособности выключателей в условиях низких температур.

По результатам испытаний элегазовых выключателей в климатических камерах были приняты следующие решения:

• для выключателей, предназначенных для применения в ХМАО и ЯНАО, принять нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха -58°С в сочетании со скоростью ветра 5 м/с;

• увеличить мощность нагревателей баков, установив дополнительные ленточные нагреватели, которые должны вводиться в работу ступенчато и управляться автоматически. На первом этапе в течение осенне-зимнего периода (ОЗП) 2006—2007 г. возможно ограничиться ручным ступенчатым управлением. Разработку и поставку автоматической системы управления осуществляет компания ООО «АББ Электроинжиниринг»;

• увеличить мощность нагревателей, установленных в шкафах приводов выключателей;

• ООО «АББ Электроинжиниринг» выполнить временное утепление, частично закрывающее баки выключателей, в дальнейшем заменив его на специальные термоизоляционные покрывала, полностью закрывающие баки выключателей;

• замена дефектных и монтаж дополнительных обогревателей баков, монтаж термоизоляционных покрывал и системы ручного ступенчатого управления обогревателями.



При проведении модернизации системы подогрева выключателей 145 РМ под руководством шеф-персонала АББ до наступления ОЗП 2006—2007 г. выполнены:

• замена повреждённых штатных нагревателей (с ноября 2006 г. по август 2007 г. были повреждены 55 штатных нагревателей. Учитывая, что до ноября 2006 г. уже было заменено 122 шт., в целом число заменённых составило 177 шт., или 95% от установленных);

• установка дополнительных нагревателей ленточного типа;

• монтаж временного утепления баков.

В полном объёме работы по модернизации систем подогрева баковых элегазовых выключателей 145 РМ, включая автоматический ввод двухступенчатого подогрева баков от термостатов и контроль исправности подогревателей баков на объектах ОАО «Тюменьэнерго» были завершены к началу осенне-зимнего периода 2010—2011 г.

Специалисты Тюменьэнерго заинтересованы в повышении качества и надёжности применяемых в электрических сетях коммутационных аппаратов и продолжают работать в этом направлении.

Свидетельством тому служат взаимоотношения с компаниями АББ, АREVA, совместная работа с отечественными производителями по устранению имеющихся замечаний в работе выключателей, выразившаяся в конструктивных изменениях выключателей для соответствия требуемому климатическому исполнению.

При этом особо необходимо отметить сложившиеся конструктивные партнёрские отношения со специалистами УЭТМ, которые незамедлительно и неформально реагируют на предложения и замечания, поступающие со стороны Тюменьэнерго. Специалисты УЭТМ регулярно участвуют в технических советах Тюменьэнерго, посвящённых вопросам эксплуатации выключателей. Даже при отсутствии замечаний к работе своих выключателей в зиму 2005—2006 г. УЭТМ незамедлительно по обращению Тюменьэнерго выдал рекомендации по возможности коммутации выключателем при снижении или полной потере давления элегаза; доработал и испытаниями подтвердил соответствие баковых выключателей климатическому исполнению ХЛ1 (-60°С).

Тем не менее, даже учитывая проведённую большую работу по устранению замечаний к элегазовым выключателям, специалисты Тюменьэнерго заинтересованы в дальнейшем развитии и появлении принципиально новых коммутационных аппаратов.

В настоящее время Тюменьэнерго ведёт работу с ЗАО «Высоковольтный Союз» по внедрению вакуумных выключателей напряжением 110 кВ. Технические условия на данные выключатели разработаны при непосредственном участии специалистов Тюменьэнерго и учитывают все требования, предъявляемые к современным выключателям данного класса, в том числе и по климатическому исполнению для районов с холодным климатом.

Компания планирует применить в опытную эксплуатацию вакуумные выключатели типа ВРС-110 производства ЗАО «Высоковольтный Союз». Также существует договоренность по опытной эксплуатации на объектах Тюменьэнерго вакуумных выключателей типа ВБП-110 производства ОАО «НПП Контакт».

Наряду с вопросами применения новых коммутационных аппаратов в Тюменьэнерго есть понимание невозможности скорой замены всех выключателей старых типов на современные. Например, сегодня в эксплуатации находятся 766 шт. выключателей 110 кВ типа ВМТ. При этом одним из наиболее проблемных элементов выключателей этого типа являются фарфоровые покрышки ПВМо-110. В течение трёх лет в опытной эксплуатации на объектах Тюменьэнерго находятся три выключателя, на которых вместо фарфоровых применены полимерные покрышки типа ППВМ-110 производства ЗАО «Феникс-88», г. Новосибирск. Учитывая положительные результаты опытной эксплуатации, компания намерена расширить применение полимерных покрышек при ремонтах выключателей соответствующего типа.

Сегодня Тюменьэнерго открыто к сотрудничеству в вопросах применения нового оборудования, а также усовершенствования и модернизации эксплуатируемого оборудования и готово рассмотреть любые, в том числе инновационные, предложения по опытной эксплуатации нового оборудования на своих объектах.

Конструкция гасительной камеры элегазового выключателя

Полюса выключателя выполнены в виде горизонтально расположенных металлических заземленных баков с вводами высокого напряжения. Все три полюса установлены на общей раме, соединены кинематически и включаются общим приводом. На раме выключателя также размещён шкаф управления.

Гашение электрической дуги отключения осуществляется в одноразрывном автодутьевом автокомпрессионном дугогасительном устройстве, находящемся в баке полюса. Принципиальная схема дугогасительного устройства представлена на рис. 4. Поток элегаза, обеспечивающий гашение дуги, создаётся в результате воздействия энергии дуги отключения, а также сжатия элегаза поршнем в цилиндре, перемещаемом вместе с подвижными контактами за счёт энергии привода.

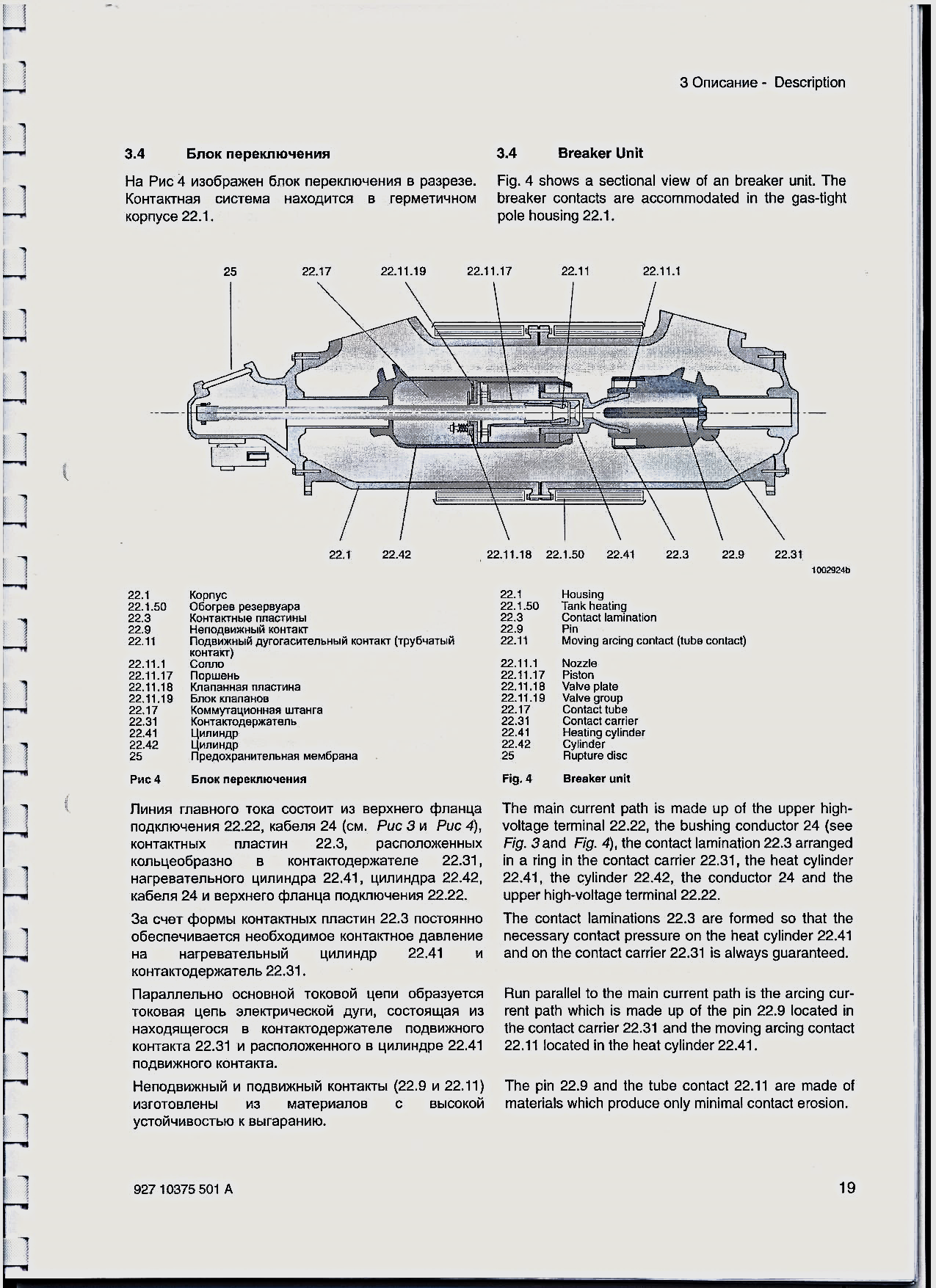
**

Рис. 4. Принципиальная схема дугогасительного устройства.

Подвод тока к дугогасительному устройству осуществляется через вводы высокого напряжения. На каждом полюсе под углом к баку установлено два ввода высокого напряжения. Нижние фланцы вводов прикреплены болтами к фланцам полюсных баков. Ввод представляет собой прочный резервуар, заполненный элегазом, через который проходит токоведущий стержень. Верхний конец стержня соединён с выводом выключателя, а нижний конец - с дугогасительным устройством. Распределение напряжения на нижнем конце ввода эффективно выравнивается внутренним экраном. На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока (см. рис. 5). Номинальный вторичный ток - 1 или 5 А. Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть присоединены к релейным или измерительным цепям или закорочены.

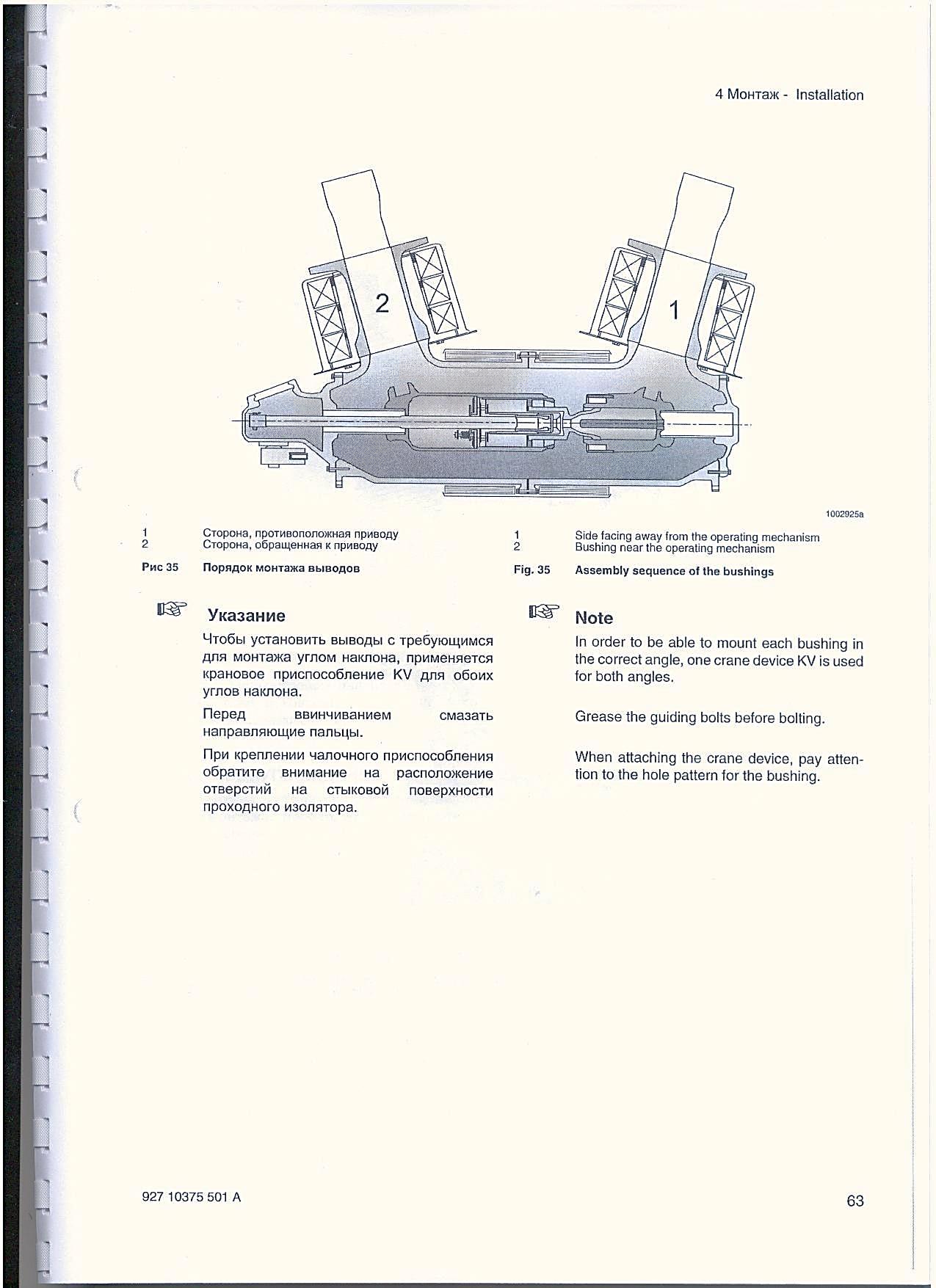
**

Рис. 4. Места установки трансформаторов тока (1 и 2).

Преимуществами баковых элегазовых выключателей со встроенными трансформаторами тока перед комплектами «колонковых элегазовых выключателей плюс отдельно стоящих трансформаторов тока» является: повышенная сейсмостойкость, меньшая площадь отчуждаемой территории подстанции, меньший объем требуемых фундаментных работ при строительстве подстанций.

Ряд конструкций элегазовых выключателей этой серии выпускается с по полюсным управлением (дугогасительные устройства расположены в заземлённых металлических резервуарах). Это обеспечивает повышенную безопасность персонала подстанции, возможность применения подогрева элегаза при использовании в районах с холодным климатом. В металлические резервуары встроена предохранительная мембрана. Три полюса выключателя и привод выключателя находятся на одной совместной раме. Однако выпускаются выключатели и с по полюсным управлением с установкой на 3-х фундаментах. Полюса заполнены элегазом (SF6), который служит изоляционной и дугогасящей средой. Полюса выключателя соединены с газовой камерой посредством трубопровода. Плотность элегаза контролируется прибором контроля плотности. Уровень давления отображается на манометре, который находится в блоке привода выключателя. При трёхполюсном управлении выключатель оснащён одним пружинным приводом на все три фазы. Необходимая для выполнения коммутации энергия, накапливается в общей для всех полюсов, включающей и отключающей пружине. В шкафу привода расположены все устройства, необходимые для контроля и управления выключателем, а также клемные зажимы, необходимые для электрических присоединений. Для предотвращения образования конденсата влаги внутри шкафа привода выключателя, должны быть постоянно включены электронагреватели.