

Ремонтные работы под давлением

Майк Такер, Фурманайт Интернэшнл

Tapping in to on-line repairs and modifications

Mike Tucker, Furmanite International

Стоимость остановки работы трансконтинентального трубопровода оценивается в огромную сумму, равную 50 миллионов долларов в день. Неудивительно, что, учитывая современную экономическую обстановку и высокие цены на нефть, операторы стремятся как можно дальше отсрочить или сократить остановку трубопроводов, заводов или платформ. Неизбежным результатом этого становится растущий интерес операторов к услугам и технологиям, позволяющим производить необходимый текущий ремонт или модификацию без остановки производства.

К таким услугам относятся врезка в трубопровод под давлением без остановки перекачки, перекрытие и заморозка трубопровода, которые дают временную изоляцию секции трубопровода или завода с тем, чтобы ремонтные работы производились без прекращения эксплуатации, что приводит к существенной экономии средств. В Каспийском регионе и в России, где экстремальные погодные условия и такие факторы, как большое количество газа с высоким содержанием H₂S, представляют собой дополнительные факторы риска для трубопроводов, уникальные региональные условия дают возможность применения значительной части этих услуг, чтобы осуществлять ремонт или замену поврежденных секций без остановки эксплуатации трубопровода.

Технология

Врезка в трубопровод под давлением включает в себя установку сварного или механического фитинга с соответствующей полнопроходной задвижкой и сверлильной установкой для врезки в стенку трубы и удаления ее секции через задвижку (Рис.1). Врезка может происходить под любым углом по окружности трубы, при условии, что есть достаточно места для установки необходимого оборудования. Это процесс применяется обычно для подсоединения дополнительных ниток трубопроводов или других модификаций, или для установки измерительных и контрольных приборов, таких как расходомеры, датчики скребок, точки слива, точки отбора проб, оборудование для внутреннего визуального наблюдения. Он также применяется в качестве первой стадии обеспечения точки входа в процессе перекрытия трубопровода.

Перед проведением врезки под давлением следует учитывать некоторые факторы, а именно: тип перекачиваемого продукта (врезка под давлением производится обычно на трубопроводах, содержащих любые углеводороды, природный газ, тяжелую нефть и воду), температуру, давление в трубе, номинальный размер трубы и отвода, материал трубы, толщину стенки и рабочие условия. Материал и размер определяют выбор фрез и метчиков, установку и технику удаления стружки, а для определения типа адаптера важным является давление и форма соединения, в то время, как

The cost of pipeline shutdown for a transcontinental export line is estimated at a massive \$50million a day. Not surprisingly, given the current economic climate and high oil prices, operators are increasingly seeking to postpone or minimise shutdown of pipelines, plants and platforms. So it is perhaps inevitable that services and technologies that allow vital maintenance to be undertaken, or modifications to be made, without requiring shutdown are attracting strong interest among operators for the high value they offer.

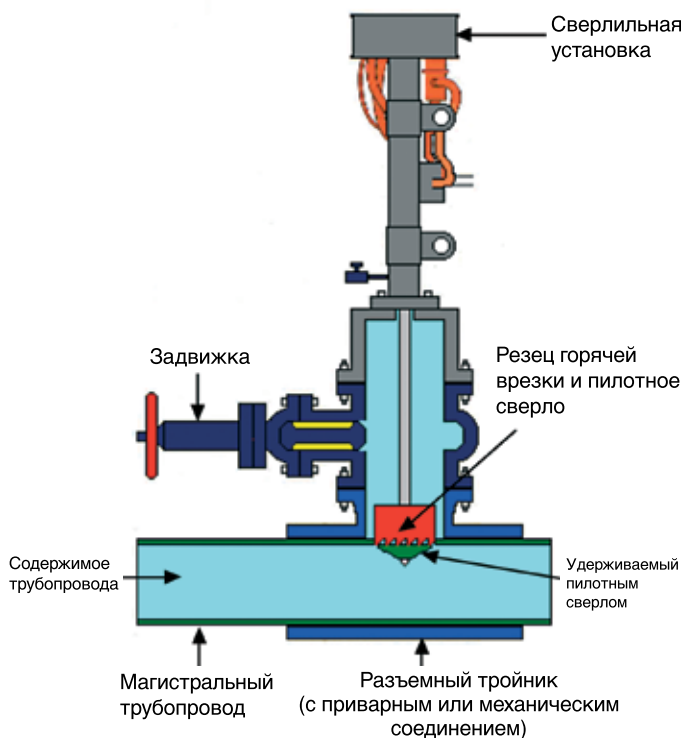
Among such services is pipeline intervention – including hot tapping, line stopping and pipe freezing – which creates a temporary isolation of a section of line or plant so that work can be carried out while operation continues uninterrupted, representing substantial cost savings. In the Caspian region and Russian territories, where extreme weather conditions and factors such as, in the Caspian Sea, high quantities of sour gas with corrosive H₂S content, represent additional risk factors for pipelines, the region's unique challenges have the potential to drive considerable demand for these services to allow damaged sections to be changed out or repairs undertaken without disrupting operation.

The technology

Hot tapping involves a welded or mechanical fitting installed on the pipeline with an appropriately-rated full-bore valve, and a drilling machine is then used to break through the pipe wall and remove a section through the valve (Fig.1). The hot tap can be at any angle around the pipe, provided there is sufficient room to install the equipment required. The process is typically used to tie-in additional branches or other modifications, or to add instrumentation or monitoring points such as flow meters, pig indicators, drain points, sampling points, or internal visual surveillance equipment. It is also used as the first stage to provide an entry point for the line stopping process.

Factors to be taken into account before a hot tapping procedure include product type (hot tapping is typically undertaken into lines containing anything from hydrocarbons and natural gas to heavy oils and water), temperature, line pressure, line and branch nominal size, pipe material, wall thickness and operating conditions. Material and size will determine the choice of cutters and pilots, machine, and swarf clearance measures, for example, and the adapter to be used will be decided by the pressure and connection configuration, while temperature affects the machine's seals and whether cooling spools are needed. Product and chemical constituency will clearly impact in terms of corrosion, flammability and toxicity and the necessary measures to be taken.

Line stopping starts with the hot tapping process, and then involves installation of the line stop equipment on the hot tap temporary valve, through which a mechanical plugging head is inserted into the line,



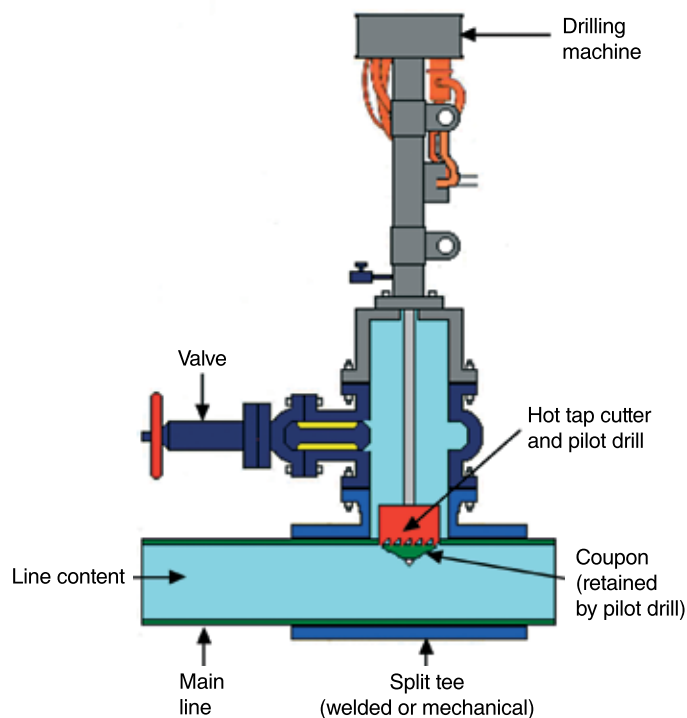
На рисунке представлен процесс горячей врезки, когда резец сверлильной установки врезается в магистральный трубопровод

Рис.1

температура влияет на уплотнители установки и необходимость применения охлаждающих барабанов.

Перекрытие трубопровода начинается с процесса врезки под давлением и далее включает в себя установку оборудования для перекрытия трубы на временной задвижке, через которую в трубу вводится головка механической заглушки, которая затем поворачивается и фиксируется в определенном положении (Рис. 2). Уплотняющий элемент головки заглушки приводится в действие под давлением в трубе, обеспечивая временную изоляцию и остановку потока, или перенаправляя его через отвод. Это обеспечивает временную изоляцию, в то время как трубопровод остается в действии без необходимости установки постоянных задвижек, и часто применяется в качестве двойного перекрытия и подсоединения отвода для установки или замены задвижек, или же для перемещения трубопровода без нарушения процесса эксплуатации (Рис.3).

После завершения ремонта или модификации трубопровода, заглушающая головка и прочее оборудование удаляются, на тройник устанавливается постоянная заглушка с глухим фланцем. Этот тройник и в дальнейшем может быть использован для работ по перекрытию трубопровода. Примеров можно привести много. В одном случае потребовалось



Diagrammatic representation showing Hot Tapping process as drilling machine cutter breaks through into main line

Fig.1

rotated, and locked into position (Fig.2). The sealing element of the line stopping head is activated in the line under pressure, providing a temporary seal and stopping the flow, or re-directing it through a by-pass. This provides a safe temporary isolation while the line remains live, without the cost of fitting permanent valves, and is commonly used as a double stop and by-pass procedure to allow valves to be inserted or replaced, or for permanent re-location of a line without disrupting operation (Fig.3). The line stopping head and equipment is removed once the repair or modification work is complete, and a completion plug installed, with a blind flange on the hot tap connection. The hot tap connection can be re-used to repeat the line stopping process in future.

Examples are many. In one case multiple hot taps and line stops on 20, 24 and 36 inch lines were required on a high pressure gas pipeline to isolate a compressor station so that work could be undertaken while flow was maintained. Another saw 12 block valve stations suffering from corrosion along a 200km section of a large diameter main crude export line, carrying 900,000 barrels a day, removed and replaced with no disruption to production or export, using hot tapping and line stopping techniques.

Importantly, while hot tapping and line stopping practices are not new,

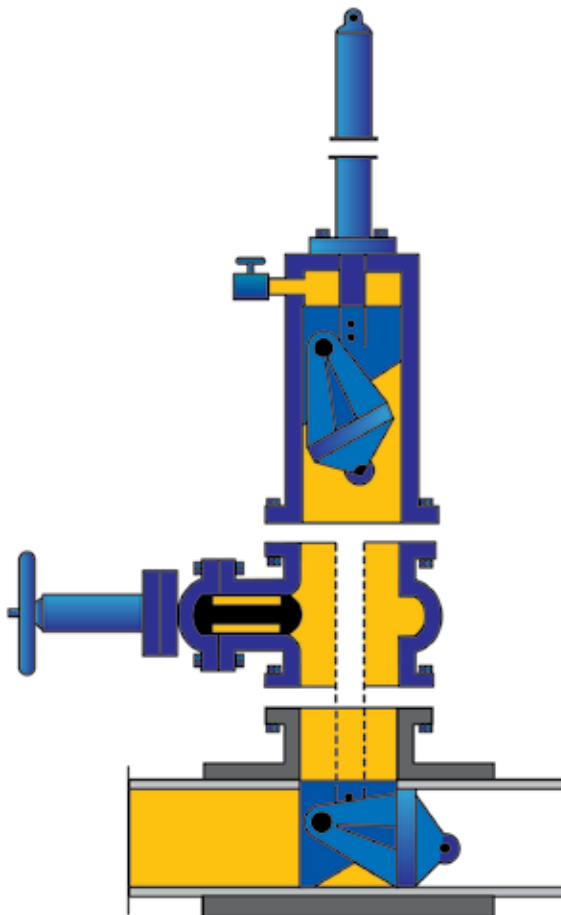


Рис. 2 Fig. 2

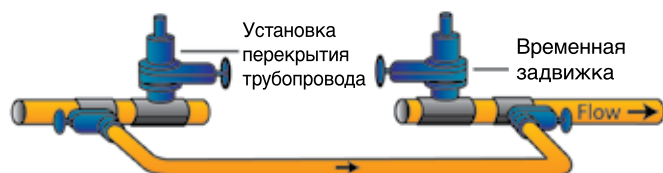


Рис. 3

осуществить несколько врезок и перекрыть линии диаметром 500, 600 и 900 мм на газопроводе высокого давления, чтобы изолировать компрессорную станцию без остановки эксплуатации. В другом случае, применяя вышеуказанную технику для врезки и перекрытия трубопроводов под давлением, пришлось сменить 12 клиновых задвижек на 200-километровом участке магистрального нефтепровода большого диаметра, ежедневно транспортирующего 900.000 баррелей сырой нефти на экспорт.

Важно, что в то время, как эти методы врезки под давлением и перекрытия труб не являются новыми, сейчас растет спрос на их усовершенствование для применения в более сложных условиях: высоких температурах и давлении, больших диаметрах, от удаленных горных районов до континентального шельфа. Например, Фурманайт предлагает сейчас услуги по ремонту без остановки эксплуатации на трубопроводах до 1800 мм, давлении выше 100 бар и температуре до 370 °C, включая крупномасштабные проекты, требующие множественные одновременные операции.

■ Особые требования

В ситуациях, когда специфические условия представляют собой особые сложности, используется целый ряд специального оборудования. Например, заглушка со складной головкой (Рис.4), которая может быть особенно ценна для

применения в отдаленных регионах (и поэтому специально рекомендуется на Каспии и в России) и на шельфе. Преимущество заключается в небольшом размере и весе. Фитинги ответвлений обычно идут размер в размер, но в случае труб большого диаметра от 450 мм и более приходится считаться с фактором веса и связанными с этим трудностями. Т.к. складная головка заглушки складывается, она может быть введена в трубу через фитинг меньшего размера, что в свою очередь значительно экономит вес и размеры (причем при больших размерах разница в весе может достигать от 2 до 12 тонн) и тем самым сокращает весовую нагрузку. Важно отметить, что складная головка меньше и легче обычной головки заглушки и ее можно транспортировать весьма легко в самые удаленные районы. Кроме того, для ее установки требуется меньше пространства вокруг трубы.

Эффективность заглушки со складной головкой заключается также и в том, что ее можно применять там, где это практически невозможно или очень дорого. Например, в одном из отдаленных горных районов была использована складная заглушка размером в 1500мм для перекрытия в пещере под дамбой на высоте 10000 футов над уровнем моря для удаления и замены поврежденной 1500мм-ой поворотной заслонки. Этот ремонт был успешно произведен, несмотря на значительные трудности по транспортировке и подъему. Таким образом, для удаленных районов Каспийского региона и территории России действительно очень эффективно было бы применение врезки под давлением совместно с изолирующими муфтами, как средства первой необходимости при ремонте трубопроводов.

В других случаях, например, при высоких температурах уникальная высокотемпературная головка с медной фаской для создания плотного соединения "металл - металл" с трубой может обеспечить

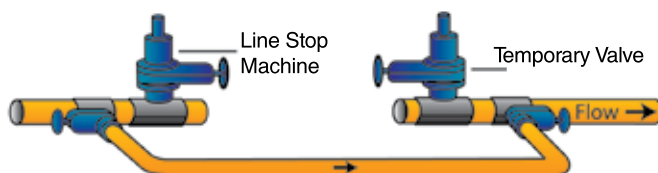


Fig. 3

growing demand is seeing expertise extend to meet higher pressures and temperatures, larger diameters, and increasingly challenging conditions – from remote mountain regions to offshore subsea. Technical services company Furmanite, for example, now offers hot tapping and line stopping at diameters to 72 inches, pressures over 100 bar, and temperatures to 370°C, including large scale projects requiring multiple simultaneous operations.

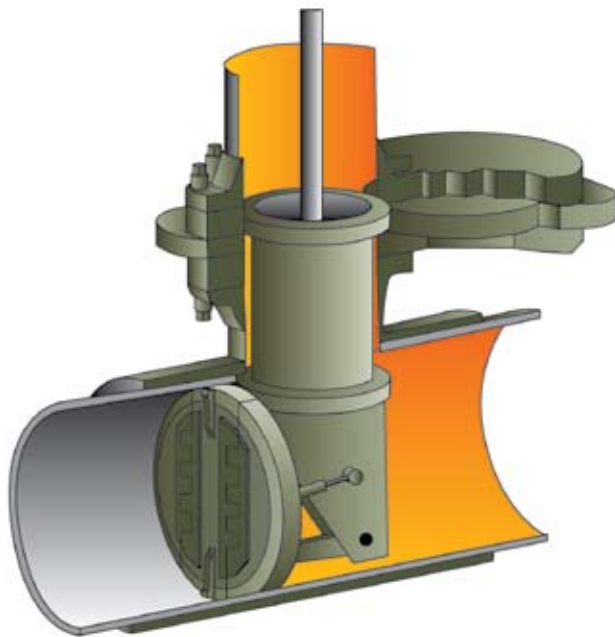


Рис. 4 Fig. 4

■ Specialist requirements

In situations where specific requirements pose particular challenges, various specialist equipments come into play. One of these is the folding head line stop (Fig.4), which can prove particularly valuable in remote regions (and is therefore highly applicable to the Caspian and Russian territories) as well as offshore. The advantage lies in the reduced size and weight. Branch fittings are usually size-on-size, but in the case of large diameter lines of 18 inches and above this can introduce considerable added weight considerations and potential difficulties. Because the folding head line stop folds, it can be inserted into the line through a reduced branch fitting, bringing considerable size and weight savings (at large sizes it could make the difference between two and 12 tonnes for example) so minimising load-bearing considerations.

Importantly, the folding head is smaller and lighter than a conventional plugging head, and can be transported to remote sites more easily, as well as minimising the space needed around the pipeline for installation.

Effectively, the folding head line stop facilitates line stopping in areas where it could otherwise be impossible or prohibitively costly. In one case in a remote mountainous region a 60 inch folding head was used to perform a line stopping procedure in a cave under a dam at 10,000 feet above sea level, to remove and replace a damaged 60 inch butterfly valve, enabling this to be successfully achieved despite the remote location and significant handling and lifting challenges involved. Indeed, given the very remote locations in parts of the Caspian region and Russian territories, the ability to combine hot tapping equipment and leak sealing clamps as part of a contingency package can be enormously beneficial.

In other instances, such as high temperature systems, a unique HTP plugging head using a copper-faced metal plug to create a metal-to-metal seal at the pipe face, can provide a positive seal for four to 16 inch lines at temperatures to 370°C with pressures to 48 bar (or higher temperatures and pressures if required). One example saw a double 14 inch HTP line stop successfully undertaken on a natural gas pipe under the main offshore platform flooring. The sealing surface being metal-to-metal on the upstream side means the line plugging head can be left on the line longer than elastomer seals, providing a safe method of isolation while downstream repairs, modifications or valve replacements are undertaken.

■ Offshore and subsea

Additionally, hot tapping and line stopping offshore, and particularly subsea, which can present further challenges, is seeing rising demand.

Эффективные решения для любых операций



Будем рады предоставить Вам
дополнительную исчерпывающую
информацию об эффективных и
оперативных решениях от MSI

+1 281-646-1515
www.multiphase.com
sales@multiphase.com

Специализированные системы управления трубопроводами и производственными предприятиями

MSI предлагает полный комплект надежных оперативных систем для управления работами в нефтегазовой отрасли. Наши удобные технические решения позволяют осуществлять мониторинг, управление и оптимизацию работы скважин, трубопроводов и нефте- и газоперерабатывающих объектов, обеспечивая исчерпывающую информацию для эффективной эксплуатации морских и наземных объектов в течение всего срока их службы. Системы MSI обеспечивают необходимую информацию для принятия решений и планирования работы этих производственных объектов.

Мы предлагаем надежно работающие специализированные модули самых различных размеров и конфигурации, параметры которых соответствуют требованиям заказчика. Все разработанные MSI программные модули основаны на богатом опыте проектирования и обслуживания инженерных систем и объектов нефтегазодобычи. За последнее десятилетие нами было успешно реализовано свыше 700 проектов в различных регионах мира.





абсолютную изоляцию на трубах от 100 до 400 мм при температурах до 370°C и давлении до 48 бар (или более высоких температурах и давлении при необходимости). К примеру, на одном газопроводе под основной буровой платформой на шельфе была успешно проведена операция по перекрытию сдвоенной 100 мм высокотемпературной заглушкой. Если на стороне впуска поверхность уплотняющего соединения будет металл-металл, то заглушку можно оставить в трубе намного дольше, чем эластомерные уплотнения, обеспечивая тем самым надежный метод изоляции на стороне выпуска на время ремонта, модификации или замены кранов и задвижек.

■ Континентальный шельф

Кроме того, в настоящее время растет спрос на врезку под давлением и перекрытие трубопроводов на морских буровых платформах и, особенно, под водой, что представляет дополнительные требования. В расчет должны приниматься дополнительные факторы, от таких чисто практических, как видимость (а вследствие этого применение высоковидимой окраски оборудования для помощи водолазам) и применение гидравлических силовых цилиндров для облегчения установки, до бокового давления воды и необходимости поддержания сбалансированного поперечного давления на установку. Особенно важным представляется здесь проверенный опыт в этой области.

Наряду с тем, обычная врезка под давлением на буровых платформах может включать в себя врезку в существующие факельные линии или установку дополнительных компонентов без перекрытия потока. Один из осуществленных подводных проектов представлял собой, как сейчас считается, самую крупную двойную врезку под давлением на основной магистрали диаметром 900 мм на глубине 150 м, транспортирующей кислый газ. Другой недавно реализованный проект помог оператору избежать потерь производительности, когда естественное увеличение плотности продукта стало помехой потоку сырой нефти на основной подводной магистрали. Были установлены шесть самоуплотняющихся тройниковых муфт высокого давления на 115 м вдоль трубы, что позволило закачать раствор для разжижения и освобождения скоплений без остановки перекачки продукта.

Подводя итог можно сказать, что там, где раньше было принято перекрывать секцию трубопровода или системы для проведения необходимого текущего обслуживания, ремонта или модификации, теперь врезка под давлением и методы перекрытия позволяют осуществлять эти работы без дорогостоящей остановки производства. Кроме того, нет необходимости продувать и промывать линию, что связано с потерей продукта. Не удивительно, что в таких регионах, как Каспий и Россия с их суровыми климатическими условиями и особыми требованиями, растет признание этих методов проведения ремонтных и восстановительных работ без остановки производства и эксплуатации трубопроводов и заводов.

Added considerations to take into account here range from practical issues such as visibility (hence the use of highly visible colours on the equipment to aid divers) and use of hydraulic actuators for easier installation, to consideration of external water pressure and the need to keep the pressure balanced across the machine. A proven track record in this arena is particularly important.

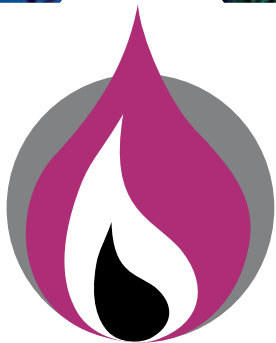
While typical hot tapping projects on offshore topsides may include tie-ins to existing flare lines or installation of additional components without shutdown, for example, subsea projects undertaken include what is believed to be the world's largest subsea double hot tap on a 36 inch main sour gas line at 150 metres depth. Another subsea hot tapping project recently undertaken enabled one operator to avoid lost production when a natural build-up of deposits was found to be hindering flow in a main crude oil subsea pipeline, thanks to the installation of six high pressure self-sealing hot tap tee clamps over the 115metre length of affected line, which allowed solvent injection to dissolve and release the restrictions while operation continued uninterrupted.

In summary, where it would once have been common practice to shut down a portion of line or system to undertake vital maintenance and repairs or modifications, hot tapping and line stopping techniques allow such work to be undertaken without costly shutdown. As well as avoiding disruption to operation, it also removes the need to vent or purge lines with associated loss of product. Not surprisingly, in areas such as the Caspian and Russian territories with its often harsh conditions and particular challenges, the value of being able to undertake repair and rehabilitation work to plant and pipelines without requiring shutdown is being increasingly recognised.



27-29 March 2007

Ankara, Turkey



TUROGE

6th Turoge and Black Sea Oil & Gas Exhibition and Conference

Organisers:



Co-organisers:



ITE (London) : Tel: +44 (0)20 7596 5000 Fax: +44 (0)20 7596 5106; E-mail: julia.romanenko@ite-exhibitions.com
EUF (Istanbul) : Tel: +90 212 291 83 10; Fax: +90 212 240 43 81; e-mail: turoge@ite-turkey.com
GiMA (Hamburg): Tel: +49 (0) 40 235 24 201 ; Fax: +49 (0) 40 235 24 410; E-mail: freckmann@gima.de
ITE (Moscow) : Tel.: +7 495 9357350; Fax: +7 495 9357351; e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.ite-exhibitions.com/og • www.turoge.ru