

СИСТЕМА ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ПОВРЕЖДЕННОЙ ЛИНИИ УПРАВЛЕНИЯ ЧЕРЕЗ КОЛОННУ ТРУБ

DAMAGED CONTROL LINE REPLACEMENT SAFETY VALVE SYSTEM, THRU – TUBING



Джефф Л. БОЛДИНГ, BJ Services
Jeff L. BOLDING, BJ Services

Джефф Болдинг – руководитель производства группы по нефтепромысловой химии компании BJ Services. Имеет 19-летний опыт управленческой работы в нефтегазовой промышленности. Окончил Техасский технический университет, где получил степень бакалавра естественных наук. До работы в BJ он сотрудничал с компаниями Acid Engineering, Nowsco Well Service и Dyna-Coil.

Jeff Bolding is a product line manager in the chemical services group at BJ Services Company. He has 19 years of experience in oil and gas production management. He has a BS degree in construction engineering from Texas Tech University. Before joining BJ, he worked at Acid Engineering, Nowsco Well Service and Dyna-Coil.

Управляемые с поверхности внутрискважинные отсекающие клапаны (УПВОК) являются неотъемлемой частью общей системы безопасности на любой подводной скважине. С появлением их в промышленности в 1970-х гг. они стали важной составляющей обеспечения охраны труда и экологической безопасности. Их использование было единогласно одобрено соответствующими органами как в районе Мексиканского залива, так и в большинстве других стран.

Существуют 2 вида УПВОК: извлекаемые с помощью труб (ИТ) и извлекаемые на канате (ИК). И те, и другие работают с помощью линии управления малого диаметра, расположенной на внутренней стороне эксплуатационной колонны. Линия управления устанавливается в процессе заканчивания скважины или во время капитального ремонта.

УПВОК очень надежны, но при утрате целостности линии управления они становятся нерабочими. В прошлом было предпринято несколько безуспешных попыток создания технологии восстановления линии управления. Чтобы не прибегать к капитальному ремонту, можно установить предохранительный клапан или клапан-отсекатель, закрывающийся при заданном дебите. Однако подобные

SCSSVs are an integral part of the overall safety system of any offshore well. Since their industry adoption in the 1970s, SCSSVs have saved lives and the environment. In the Gulf of Mexico and most international locations, the local governing bodies have unanimously mandated their use.

SCSSVs types fall into one of two categories: tubing-retrievable (TR) or wireline- retrievable (WR). Both are operated by a small-diameter control line, which is located on the annular side of the production tubing. The control line is installed during completion or in a workover.

SCSSVs have been very reliable, but losing control line integrity renders them inoperable. Several techniques to repair a backside control line have been attempted in the past with inconsistent results. To avoid a workover, operators may run a storm choke or velocity valve, but these temporary solutions are less than ideal because they eliminate surface control.

The technical challenges and method to prove up a thru-tubing retrofit solution is the subject of this paper.

временные решения далеки от совершенства, поскольку исключают контроль с поверхности.

Темой данной статьи являются технические средства и метод, обеспечивающие решение данной проблемы.

ВИДЫ КЛАПАНОВ-ОТСЕКATEЛЕЙ

Клапаны-отсекатели призваны перекрыть поток в случае серьезной аварии (Болдинг и др., 2007). Они устанавливаются на эксплуатационной колонне, и их присутствие на большинстве подводных скважин и некоторых наземных скважинах является обязательным.

Такие клапаны удерживаются в открытом положении с помощью гидравлического давления, нагнетаемого с поверхности, управление которым осуществляется с помощью линии, расположенной в межтрубном пространстве. На рисунке 1 изображено стандартное расположение УПВОК и линии управления. При потере давления в линии управления, вызванного, например, аварийной остановкой или обрывом линии, клапан закрывается для обеспечения безопасности.

ИТ УПВОК устанавливается внутри эксплуатационной колонны. Эти клапаны призваны полностью перекрывать ствол скважины. В связи с этим их внешний диаметр больше диаметра эксплуатационной колонны, что обеспечивает возможность размещения внутренних подвижных компонентов. На ИТ УПВОК распространяется стандарт API 14a, а после переоборудования они могут оснащаться дополнительным вставным клапаном (ИК УПВОК). Многие нефтедобывающие компании используют эту возможность при механическом повреждении оригинального ИТ УПВОК.

ИТ УПВОК может быть использован в качестве гидравлического ниппеля. Для этого проводятся две операции на вспомогательном канате. Сначала в скважину спускается блокирующий инструмент для приведения ИК УПВОК в постоянно открытое положение. На втором этапе к гидравлической системе, соединенной с линией управления в межтрубном пространстве, подключается средство коммуникации.

ИК УПВОК – клапаны-отсекатели, которые спускаются и поднимаются на канатах и часто используются в качестве резервных при применении ИТ УПВОК. Они состоят из стопорного зажима, надежно закрепляющего клапан в нужном положении, двух внешних призматических набивок или уплотнений, позволяющих плотно накрыть и закупорить порт гидравлической связи, и затвора.

НАРУШЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ ЛИНИИ УПРАВЛЕНИЯ

Нормальное функционирование УПВОК зависит от гидравлической системы. Обычно гидравлическое давление регулируется с поверхности с помощью расположенной в межтрубном пространстве линии управления диаметром 6,35 мм. Однако эти линии могут закупориться или дать течь.

Проблема может быть решена несколькими традиционными способами:

1. Вакуумная изоляция – малая вероятность удаления пробки.

TYPES OF SAFETY VALVES

SCSSVs are designed to stop flow in the event of a catastrophic failure (Bolding et al., 2007). They are installed in the production tubing and are mandatory in most offshore wells and some land wells.

These valves are held in the open position by positive hydraulic pressure from surface, transmitted through a control line in the annulus. Figure 1 depicts the typical layout of an SCSSV and annular control line. If pressure in the control line is lost, such as during an ESD (Emergency Shut Down)

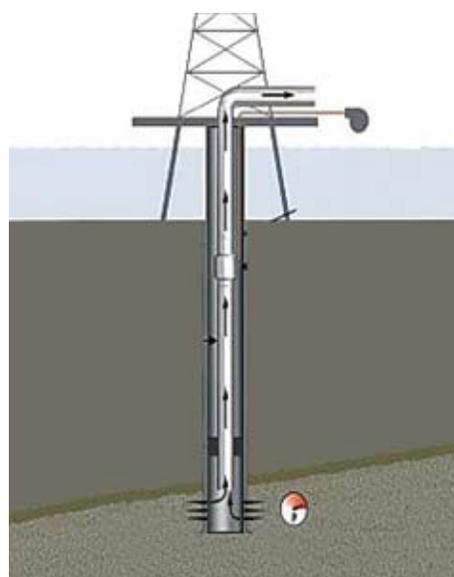


Рисунок 1 – Типичная скважина с УПВОК
Figure 1 – A typical well with SCSSV

or if the line is cut, the valve will close and revert to its fail-safe closed position.

A TRSCSSV is a component installed within the production string. These valves are designed to have full bore ID to the production pipe drift; thus, their OD is greater than the production pipe to accommodate the internal moving parts. TRSCSSVs are regulated under API 14a and can receive a secondary insert valve (a WRSCSSV) after a conversion procedure. This capability proves advantageous for many operators when the primary TRSCSSV experiences mechanical problems.

To convert the TRSCSSV to a hydraulic nipple equivalent, two wireline steps occur. First, a lockout tool is deployed to permanently lock open the TRSCSSV. The second step is to deploy a communication tool that penetrates the hydraulics connected to the control line in the annulus.

WRSCSSVs are safety valves deployed and retrieved using wireline and are often run as backups to TRSCSSVs. They consist of a lock to firmly secure the valve in its desired location, two external “V” packing sets or seals that engage

2. Наложение герметика – их действие временно и не всегда эффективно.
3. Извлечение колонны – дорогостоящая операция, к которой прибегают лишь в исключительных случаях.
4. Установка клапана-отсекателя, закрывающегося при заданном дебите.

КЛАПАНЫ-ОТСЕКАТЕЛИ, ЗАКРЫВАЮЩИЕСЯ ПРИ ЗАДАННОМ ДЕБИТЕ

Это внутрискважинные клапаны, работающие на перепаде давления. Когда дифференциальное давление в районе расположения клапана превышает силу механического или газового сжатия в клапане, он закрывается, блокируя скважину. Для того чтобы клапан снова открылся, необходимо убрать перепад давления.

Среда, в которой функционирует скважина, постоянно меняется. Такие клапаны-отсекатели часто закрываются самопроизвольно из-за изменения параметров потока в скважине. По этой же причине они могут и не закрыться в нужный момент, что делает их непредсказуемыми и ненадежными. При турбулентном или снарядном режиме потока в скважине оператор может потратить значительное время и средства на то, чтобы извлечь и снова спустить эти устройства после подстройки пружины или перезарядки газовых камер.

Оптимальным решением, устраняющим необходимость в столь дорогостоящих и небезопасных операциях, является замена линии управления через колонну.

НОВАЯ ЛИНИЯ УПРАВЛЕНИЯ

Разработка ИК УПВОК, спускаемой через НКТ, и методики замены линии управления стала результатом усилий компании BJ Services по созданию капиллярных систем, обеспечивающих капиллярное закачивание реагентов через НКТ при одновременном функционировании УПВОК. Система состоит из трех ключевых компонентов: адаптивного ИК УПВОК, запасной контрольной линии со стыковочным переводником и устьевого переходника. На рисунке 2 изображена развернутая схема системы восстановления управления УПВОК - Reconnect™.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ИК УПВОК

Модифицированный ИК УПВОК, использованный на опытной скважине, функционировал аналогично другим ИК УПВОК. Имея ту же внешнюю форму и те же внутренние компоненты, модифицированный клапан отличается только отсутствием внешнего гидравлического порта, что обусловлено необходимостью соединения с обычной открытой гидравликой в межтрубном пространстве.

Вместо этого клапан был снабжен модифицированным удлинителем верхней трубы для соединения с внутренним приемным гнездом полированного штока (ПГПШ), напрямую соединенным с поршневой камерой. На рисунке 3 показано ПГПШ, отсоединенное от клапана.

Гидравлический поршень уравнивается за счет давления в забое скважины, приложенного снизу. Если



Рисунок 2 – Система восстановления управления УПВОК Reconnect™
Figure 2 – SCSSV Reconnect™ system

a smooth-polish bore to straddle and seal the hydraulic communication port, and a flapper/closure assembly.

CONTROL LINE INTEGRITY LOSS

SCSSVs rely on the hydraulic system for proper function. Typically, a ¼-in. control line in the annulus provides hydraulic pressure from the surface. However, these lines can become plugged or develop leaks.

Typical solutions to these problems are:

1. Control line vacuum – A low percentage for success in dislodging a plug.
2. Control line sealants – These are temporary and occasionally effective.
3. Pulling the completion – An expensive option, rarely chosen.
4. Installing a velocity valve.

VELOCITY VALVES

Velocity valves are subsurface valves that operate based on pressure differentials. When the differential pressure across the valve exceeds the force of a mechanical spring or gas chamber in the valve, the valve closes, shutting in the well. To reopen the valve, the pressure differential must be eliminated.

The environment of a flowing well is ever changing. Velocity valves often close unintentionally due to a change in the well flow characteristics or may not close for the same reason, making them unpredictable and unreliable. If a well has erratic or slugging flow, an operator could spend substantial time and money on operations to pull and rerun these devices for resizing the springs or recharging gas chambers.

The ability to install a replacement control line thru-tubing eliminates this potentially expensive – and dangerous – issue.

NEW CONTROL LINE

The development of a thru-tubing WRSCSSV and control line replacement came about as the result of previous work by BJ Services on capillary systems that allowed capillary injection to occur, thru tubing, while maintaining a fully

во время добычи стыковочный переводник необходимо передвинуть, внутрискважинное давление не позволит клапану открыться.

СТЫКОВОЧНЫЙ ПЕРЕВОДНИК И ЛИНИЯ УПРАВЛЕНИЯ

ПГПШ принимает стыковочный переводник, который доставляется и опускается как часть запасной линии управления. После соединения нижняя часть переводника закрепляется зажимным патроном, из-за чего для извлечения стингера требуется значительно большее усилие. Благодаря защитной крышке обеспечивается необходимый уровень защиты переводника от внутрискважинного давления при спуске. При соединении с ПГПШ крышка смещается назад и снимается. Если переводник нужно достать из скважины, крышка устанавливается на место с помощью спиральной пружины и патронов, закрепленных на центраторе.



Рисунок 3 – Приемное гнездо полированного штока для стыковочного переводника
Figure 3 – The polish-bore receptacle for the stinger

УСТЬЕВОЙ ПЕРЕХОДНИК

Гидравлические линии для контроля УПВОВ заканчиваются у фонтанной арматуры. Линия управления либо проходит через трубодержатель, либо присоединяется к нему, закрепляясь между двумя подвесками держателя.

Для выключения линии управления между устьевым переходником лифтовой колонны и основанием фонтанной арматуры устанавливается переходная катушка. Впервые подобная система была применена в прошлом году для капиллярной системы (Болдинг и др., 2008).

Переходная катушка состоит из трех частей: фланцевой катушки, расположенной между устьевым переходником и нижней фонтанной задвижкой (или фонтанной елкой – в случае одноблочной арматуры); мандрели и подвески капиллярной трубы. В набор также включается дополнительная труба обратного давления. На фланце сделано отверстие для контроля герметичности и отверстие для закачки химических реагентов, снабженное игольчатым клапаном. Игольчатый клапан закрывается одновременно с запорным скважинным клапаном, установленным против потока в капиллярной трубе.

Мандрель располагается внутри фланца и обеспечивает первичное герметизирующее уплотнение за счет противодействия. Она имеет наружное уплотнение, которого касается игольчатый клапан. Таким образом, устанавливается сообщение между отверстием для закачки химических реагентов и капиллярной трубной подвеской, закрывающееся внутри мандрели. Это

functional SCSSV. The system comprises three key components: an adaptive WRSCSSV, a replacement control line with stinger, and a wellhead adapter. Figure 2 shows the full SCSSV Reconnect™ system.

MODIFIED WRSCSSV

The modified WRSCSSV used in the subject well functions identically to other WR SCSSVs. With the same exterior shape and dimensions and the same internal parts, the modified valve lacks only an external hydraulic port to receive the typical annular “hold open” hydraulics.

Instead, this valve was equipped with a modified upper extension tube to incorporate an internal polished-bore receptacle (PBR) which acts directly with the piston chamber. Figure 3 shows the PBR section disassembled from the valve.

The hydraulic piston is balanced, experiencing actual wellbore pressure on the bottom. If the stinger were to become dislodged during production, wellbore pressure would not open the valve.

STINGER AND CONTROL LINE

The PBR receives a stinger, which is deployed and landed as part of the replacement control line. Upon “sting in,” a collet engages the bottom point of the stinger, dramatically increasing the force necessary to retract the stinger. A sheath on the stinger maintains the required barrier of pressure protection while running in the hole. Upon engagement in the PBR entry, the sheath is forced backwards and off the stinger. If the stinger must be removed from the well, a coil spring and collets on the centralizer wings push the sheath back into place.

WELLHEAD ADAPTER

Hydraulic lines for SCSSV control terminate at the production tree. The control line either penetrates thru the tubing hanger or is connected to the tubing hanger and exits between two seals on the OD of the hanger.

To enable through-tubing control line termination, an adapter spool is installed between the tubing head adapter and the base of the tree. Such a system was first deployed for a capillary system the previous year (Bolding et al., 2008).

The new adapter comprises three parts: a flanged spool between the tubing head adapter and the lower master valve (or tree, in the case of single-block trees); a mandrel; and a capillary hanger. An additional backpressure thread profile is provided as well. The flange incorporates an inspection port to test seals and a chemical injection port with an integral needle valve. The needle valve closes with the downhole check valve against production through the capillary string.

устройство имеет иглодержатели и лубрикатор (или тросовые инструменты), аналогичные используемым в клапанах обратного давления, которые применяются для изоляции фонтанной арматуры.

Из-за устьевого переходника, изготавливаемого согласно стандарту API 6а, высота устьевого арматуры увеличивается на 11,25 дюйма. Уравнение с высотой трубопровода достигается за счет добавления к нему фланцевого соединения аналогичной высоты. (Во избежание поднятия фонтанной арматуры и трубопровода стандартный устьевого переходник или другой компонент фонтанной арматуры может быть заменен другим, со специальным отверстием для закачки реагентов).

Капиллярная подвеска сконструирована таким образом, чтобы она могла входить в мандрель и закрепляться в ней. Подвеска имеет 2 затвора, которые закрывают отверстие для закачки химических реагентов. Откачка нефти идет через полость почковидной формы.

Данный набор модификаций фонтанной арматуры содержит все необходимые компоненты для поддержания технического состояния фонтанной арматуры или ее замены.

ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

На скважине в Мексиканском заливе в контрольной трубе УПВОК произошла утечка. Попытка ликвидировать утечку с помощью герметизирующих составов оказалась безуспешной. Сначала компания планировала установить клапан-отсекатель, закрывающийся при заданном дебите, но затем решила, что применение системы Reconnect™ имеет ряд преимуществ перед этим решением.

После установки клапан-отсекатель был протестирован. Как оказалось, он функционирует и удерживает давление в полном соответствии с требованиями Службы управления минеральными ресурсами.

После установки компания смогла увеличить добычу с 1 до 5,2 млн кубических футов, при этом не понесла никаких затрат на капитальный ремонт. Также она смогла провести обязательное тестирование внутрискважинного клапана-отсекателя без дополнительных расходов на подъемное судно, требовавшееся ранее из-за отсутствия крана и ограниченного пространства на палубе. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Джефф Л. Болдинг, Ларри Э. Хартман, Стив Дж. Шимчак (2007). Восстановление подводной скважины по добыче газа низкого давления: закачка пены с помощью капиллярной трубной системы и специального ИК УПВОК. Доклад № SPE 110086, представленный на Ежегодной технической конференции и выставке Общества инженеров-нефтяников, прошедшей в 2007 году в г. Анахайм, Калифорния, США.
2. Джефф Л. Болдинг, Стив Дж. Шимчак, Ларри Э. Хартман и Бриан Эриксон (2008). Новая система капиллярной закачки восстанавливает добычу газа из морских скважин. World Oil (Май 2008). С. 93–98.

The mandrel sits inside the flange and engages the tubing hanger's original backpressure threads to provide a primary seal. It has external seals that straddle the needle valve, providing communication from the chemical injection port to the capillary tubing hanger that locks inside the mandrel. It is deployed with the same rods and lubricator (or wireline tools) used in installing a backpressure valve for tree isolation.

The adapter, manufactured to API 6a standards, adds 11.25 in. to the height of the wellhead assembly. Flowline height mating is accomplished by adding a spool of the same height on the vertical flowline. (To avoid raising the tree and flowline, the standard tubing head adapter or other tree component could be replaced with one that incorporates an injection port.)

The capillary hanger is designed to land inside the mandrel and lock into position. The hanger has two seals that straddle the chemical inlet port. Production flows through a kidney-shaped cavity.

This set of tree modifications allows full compliance for upper tree maintenance or replacement, if needed.

CASE HISTORY

A well in the Gulf of Mexico developed a leak in the SCSSV control line. An attempt to seal the leak with sealants was unsuccessful. The operator considered installing a velocity valve but decided that the Reconnect™ system offered many advantages.

After installation, the safety valve was tested and found to function and hold pressure, meeting MMS regulations.

Since the installation, the operator has had the ability to adjust production rates from 1 to 5.2 MMcf/D without the expense of performing workovers to adjust the velocity valve settings. The operator has been able to do mandatory testing of the down hole safety valve without the added cost of a liftboat previously required due to the facility's, lack of crane and limited deck space. ☉

REFERENCES

1. Bolding, Jeff L., Hartman, Larry E., Szymczak, Steve J. (2007) Resurrecting a Low-Pressure Gas Well Offshore: Through-Tubing Foamer Injection via a Capillary Tubing System and a Specialized WRSCSSV. Paper SPE 110086 presented at 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Anaheim, Calif.
2. Bolding, Jeff L., Szymczak, Steve J., Hartman, Larry E., and Erikson, Brian. (2008) Novel Capillary Injection System Restores Production in Offshore Gas Wells. World Oil (May 2008). P. 93–98.