



СПД внедряет инновационную технологию затвердевающего трубного покрытия

SPD Implements Innovative Self Healing Pipe Dope Technology

В.Бесижн (Shell Global Solutions)

К. Роденбог, Э.Юсипов, К.Шервitzель («Салым Петролеум Девелопмент»)

W. Besijn (Shell Global Solutions)

C. Rodenboog, E. Yusipov, K. Scherwitzel (Salym Petroleum Development)

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) – совместное предприятие, акционерами которого на паритетных началах являются концерн «Шелл» и компания «Газпром нефть» – тесно сотрудничает с компанией Shell Global Solutions (SGS) в сфере реализации новых технологий на Салымской группе нефтяных месторождений. В нефтегазовой отрасли Западной Сибири СПД считается одним из лидеров по внедрению инновационных технологий. По итогам крупного проекта в области повышения нефтеотдачи

Salym Petroleum Development (SPD), a 50/50 joint venture of Shell and Gazprom Neft companies, collaborates closely with Shell Global Solutions (SGS) on the realization of new technologies in the Salym group of oil fields. SPD is renowned in the West Siberian oil and gas industry to be a leading incubator of innovative technologies. Beside a large scale “Game Changer” project in the area of Enhanced Oil Recovery, SPD is working on a number of smaller initiatives that strive to reduce the cost basis and to improve efficiencies in the domain of conventional operations: one of these projects is the trialing

компания работает над рядом инициатив меньшего масштаба, которые направлены на сокращение эксплуатационных затрат и повышение эффективности в сфере стандартных операций. Одним из таких проектов является испытания технологии затвердевающего трубного покрытия (SHPD) на водонагнетательных скважинах.

Технология SHPD разработана SGS в г. Райсвайк (Нидерланды) и в настоящее время внедряется на Салымской группе месторождений, проходя проверку на прочность в условиях нефтепромысла. Основная идея SHPD заключается в использовании специального разбухающего эластомера (вместо стандартного состава для смазки резьбы) на насосно-компрессорных трубах (НКТ), имеющих низкую категорию по стандарту Американского нефтяного института (API), в качестве альтернативы дорогостоящим трубопроводным соединениям премиум-класса.

В настоящее время на Салымском нефтепромысле эксплуатируются 280 водонагнетательных скважин при ежегодном росте фонда на более чем 20 скважин. Нагнетательные скважины эксплуатируются при рабочих давлениях

приблизительно 170 бар, что при нормальных обстоятельствах требует использования трубопроводных соединений премиум-класса. Соединения премиум-класса (в отличие от резьбовых соединений по типу API) обеспечивают прекрасные герметизирующие характеристики при высоких рабочих давлениях, но такая трубная продукция обходится значительно дороже. При монтаже требуются специальные «сборочные» услуги – привлечение услуг подрядных организаций для операций по спуску НКТ в скважину требует дополнительных затрат, а также увеличивает сроки логистики и спуска оборудования в скважину. Кроме того, в данных обстоятельствах критически важным фактором успеха является наличие опытных бригад капитального ремонта скважин.

SHPD – 3-компонентный состав, который может обеспечивать хорошие характеристики по герметичности при использовании на резьбе низкой категории по API, а также, в определенных пределах,

of Self Healing Pipe Dope (SHPD) technology in water injector wells.

The SHPD technology was developed by SGS in Rijswijk (Netherlands) and is currently implemented and tested for durability in the Salym oil fields. The basic idea of SHPD is to use a special swelling elastomer (instead of the standard thread greasing compound) in low grade API “type” tubing as an alternative to expensive premium tubing connections.

At present, 280 water injector wells are working at Salym oilfields; 20+ new water injectors are added to the well stock every year. These injector wells are operated at working pressures of approx. 170 bar that under normal circumstances calls for the use of premium tubing connections.



Фото любезно предоставлено «Салым Petroleum Development»
Picture courtesy of Salym Petroleum Development

Premium connections (unlike API type threaded connections) provide excellent sealing characteristics under high working pressures, however, these tubulars come at a considerable higher cost. Special “make-up” services are required during the installation and employing 3rd party contractor services for tubing running-in-hole operations incurs additional costs and add to the logistics and running-in-hole time;

and, experienced hoist crews are a critical success factor under these circumstances.

SHPD is a 3-component compound that can provide good sealing characteristics when used in low grade API threads, and, within limits, even when applied to damaged threads. The main idea is to prevent and stop leakage in tubing connections by activating the self-expanding and self-sealing mechanism of the compound in the presence of foreign water.

Research was done in Rijswijk several years ago on subject swellable elastomers that could be applied as a liquid and that could open a whole range of new applications. One of the applications identified was to use the elastomer as the thread compound for increasing the sealing properties of oilfield tubular connections. The main challenge was to select the right ingredients and to define the correct mixture in order to create a thin and swellable layer according to given parameters. The materials should be readily available, non-toxic, and,

даже в случае применения на поврежденной резьбе. Основная идея заключается в том, чтобы предотвратить и прекратить утечку в трубопроводных соединениях за счет активации механизма саморасширения и самозатягивания состава в присутствии внешней воды.

Несколько лет назад в г. Райсвайк проводились исследования по теме разбухающих эластомеров, которые могли бы применяться в виде жидкости и которые могли бы открыть целый спектр новых способов применения. Одним из выявленных способов применения эластомеров было их использование в качестве резьбового компонента для повышения герметизирующих качеств нефтепромысловых трубопроводных соединений.

Наиболее сложная задача заключалась в том, чтобы подобрать правильные ингредиенты и определить правильный состав смеси, чтобы создать тонкий и разбухающий слой в соответствии с заданными параметрами.

Материалы

должны быть легко доступны, нетоксичны и просты в применении в условиях нефтепромысла. Кроме того, они должны обеспечивать достаточные и устойчивые герметизирующие свойства в условиях ствола скважины. После ряда испытаний было найдено верное сочетание компонентов.

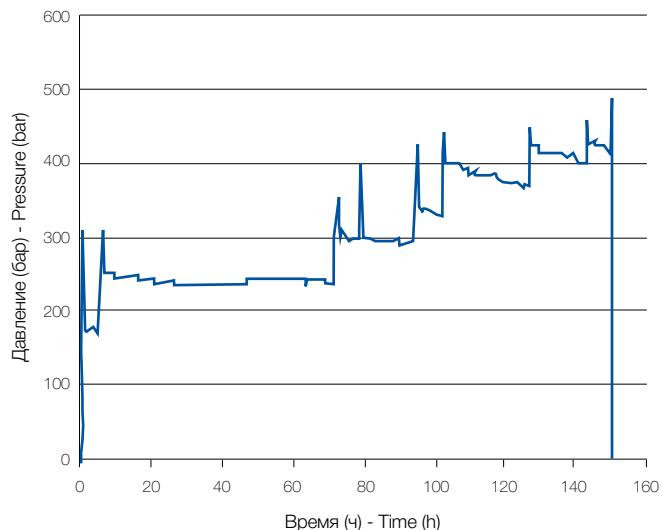
Как и для обычных разбухающих эластомеров принцип механизма набухания основан на принципах осмоса. В матрицу эластомера подмешивается специальный компонент, который поглощает воду с целью создания осмотического баланса. Данный процесс вызывает объемное расширение матрицы эластомера, т.е. то, что обычно называется набуханием. При протечке трубопроводного соединения вода, проходя мимо заключенного между кольцами резьбы SHPD, вызывает его разбухание, за счет чего протечка перекрывается.

Как показали лабораторные испытания, SHPD способно в течение короткого периода герметизировать целый спектр типов соединений – даже поврежденные и растянутые соединения.



easy-to-apply under oilfield conditions. Also, materials should provide sufficient and sustainable sealing capabilities under ambient borehole conditions. After several tests the correct composition of the components was found.

Like for regular swellable elastomers the principle of the swelling mechanism is based on the principles of osmosis. A special component is blended into the elastomer's matrix that absorbs water in order to establish an osmotic balance. This process causes the elastomers matrix to expand in volume, i.e. what we commonly refer to as swelling. When a tubing connection leaks, water passes by the SHPD that is trapped between the thread rounds and causes it to swell and to seal off the leak path.



Lab tests have proven that SHPD has the capacity to seal a wide range of connection types and even damaged and expanded connections seal within a short period. The picture above shows standard 9-5/8" size oilfield pipe that is completed with a standard API Buttress type connection and treated with SHPD. The connection was found leaking after the initial make-up under ambient pressure conditions. After applying internal pressure in several steps the sealing capacity of the connection improved because of the swelling of the SHPD between the thread rounds and the leakage stopped. Eventually, the pipe body failed while the threaded connection was firmly resisting the differential pressures.

All components of the SHPD compound can be acquired easily and often locally or delivered to any location. The cost of the chemical components is relatively low and when adding up all the cost items to prepare the pipe the total cost for API type tubing treated with SHPD is typically around 35% less than the cost of tubing completed with premium connections.

In field applications the tubing is pre-prepared in a machine shop before they can be used in wells. It is

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



17 марта 2015

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



26 мая 2015

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иностранными фирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



10 сентября 2015

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для
переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



14 октября 2015

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Освоение нефтегазового шельфа — сложная в финансовом и техническом отношении проблема, решать которую необходимо совместно с металлургами, судостроителями, вертолетостроителями, поставщиками строительной техники и другими смежными отраслями. Традиционно в конференции «Нефтегазшельф» участвуют иностранные компании.

На фотографии выше показана стандартная нефтепромысловая труба размера 9-5/8", законченная стандартным соединением типа API Buttress и обработанная SHPD. Была обнаружена протечка соединения после первоначальной сборки в условиях окружающего давления. После применения внутреннего давления в несколько этапов герметизирующие свойства соединения повысились за счет разбухания SHPD между кольцами резьбы, и протечка прекратилась. В конечном итоге корпус трубы вышел из строя (лопнул), в то время как резьбовое соединение надежно сопротивлялось перепадам давления.

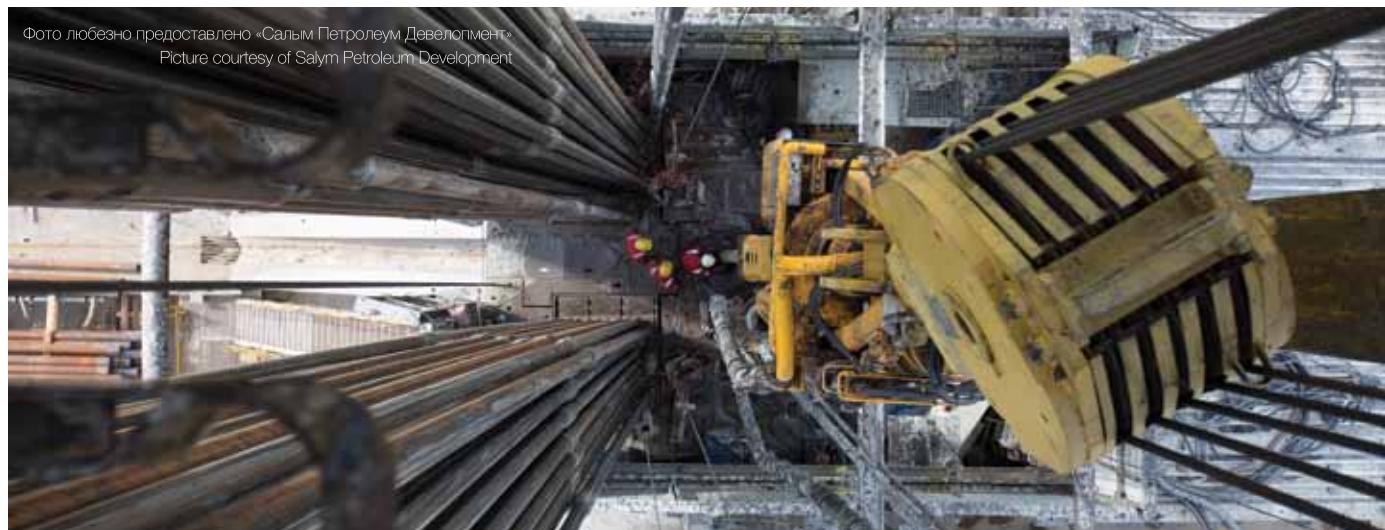
Все компоненты SHPD можно легко приобрести зачастую на месте или с доставкой в любую

necessary that SHPD is applied to all couplings (that form the box end) and then the connection is pressure tested to 100 bar 24 hours after they have been made-up. Usually, all connections pass the pressure test; however, if some of the connections still leak it is only necessary to wait for some more time until the dope expands and the leak path closes.

Laboratory tests showed that threaded tubing connections can be made leak proof to differential pressures of up to 700 bar when applying SHPD. Currently, the use of SHPD is limited to 90°C and new tests are underway that could make the application suitable in High-Temperature wells.

When all preparation works are completed the tubulars are preserved and sent to the storage area. The storage

Фото любезно предоставлено «Салым Petroleum Development»
Picture courtesy of Salyam Petroleum Development



точку мира. Стоимость химических компонентов относительно низкая, и, если суммировать все статьи затрат на подготовку трубы, итоговая стоимость НКТ по типу API, обработанных SHPD, обычно примерно на 35% ниже, чем стоимость НКТ, законченных соединениями премиум-класса.

Перед применением в полевых условиях трубы проходят предварительную подготовку в механической мастерской, прежде чем их можно будет использовать на скважинах. SHPD используется на всех муфтах (образующих конец трубы с навинченной муфтой), а затем соединение проходит опрессовку под давлением в 100 бар в течение 24 часов после сборки. Обычно опрессовку проходят все соединения, но если какие-либо соединения по-прежнему протекают, то требуется более длительный период времени, пока покрытие расширится и перекроет путь протечки.

Как показали лабораторные испытания, применение SHPD помогает добиться герметичности резьбовых трубопроводных соединений при перепадах давления

location has to be kept dry and SHPD treated pipe should not be stored for more than 1 year.

For running-in-hole operations the pre-prepared tubing joints are trucked to well location and final preparations are made for the installation, i.e. SHPD is applied to the tubing pin ends. The technology of preparing dope and applying onto tubing joints is simple and it takes only 10 minutes to educate the hoist team to apply the correct procedures. The time for running-in-hole pipe completed with SHPD is comparable to the time required for standard operations when using untreated tubing. When all tubing are run-in-hole the string is pressure tested after a 24 hours waiting period.

The results of the SHPD trials in SPD are quite encouraging: to date, 13 water injectors in SPD were completed with 3-1/2" NUE + SHPD and the total number of installations will increase to 18 by the end of the year. On average, the wells were in operation for 5 months and the longest for more than 1 year. Until now, all wells have proven tubing integrity with no abnormal pressures in the annulus, except for one well that was eventually repaired and the root cause of abnormal annulus pressure however was never



Make an **Impression**

With unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies. Industry leading online marketing with e-magazine, archived back issues, buyers guides and weekly newsletters



ROGTEC has your marketing needs covered!

до 700 бар. В настоящее время использование SHPD ограничено температурой в 90оС. Проводятся новые испытания, которые могут дать возможность применения этой технологии в высокотемпературных скважинах.

По завершении всех подготовительных работ все трубные изделия проходят консервацию и отправляются в зону хранения, которая содержится в сухом виде. Трубы, обработанные технологией SHPD, не должны храниться более года.

Для операций по спуску в скважину предварительно

concluded. Bottom line is that statistical data collected to date suggest that SHPD is very much competitive with premium tubing connections.

The database of applications is still increasing and the confidence in the innovative SHPD technology is growing. The use of SHPD is likely to become a standard operating practice in SPD. Company's specialists consider substituting tubing expensive premium connections with this technology in all future water injector wells. SHPD will significantly reduce the initial completion and well repair costs in SPD.

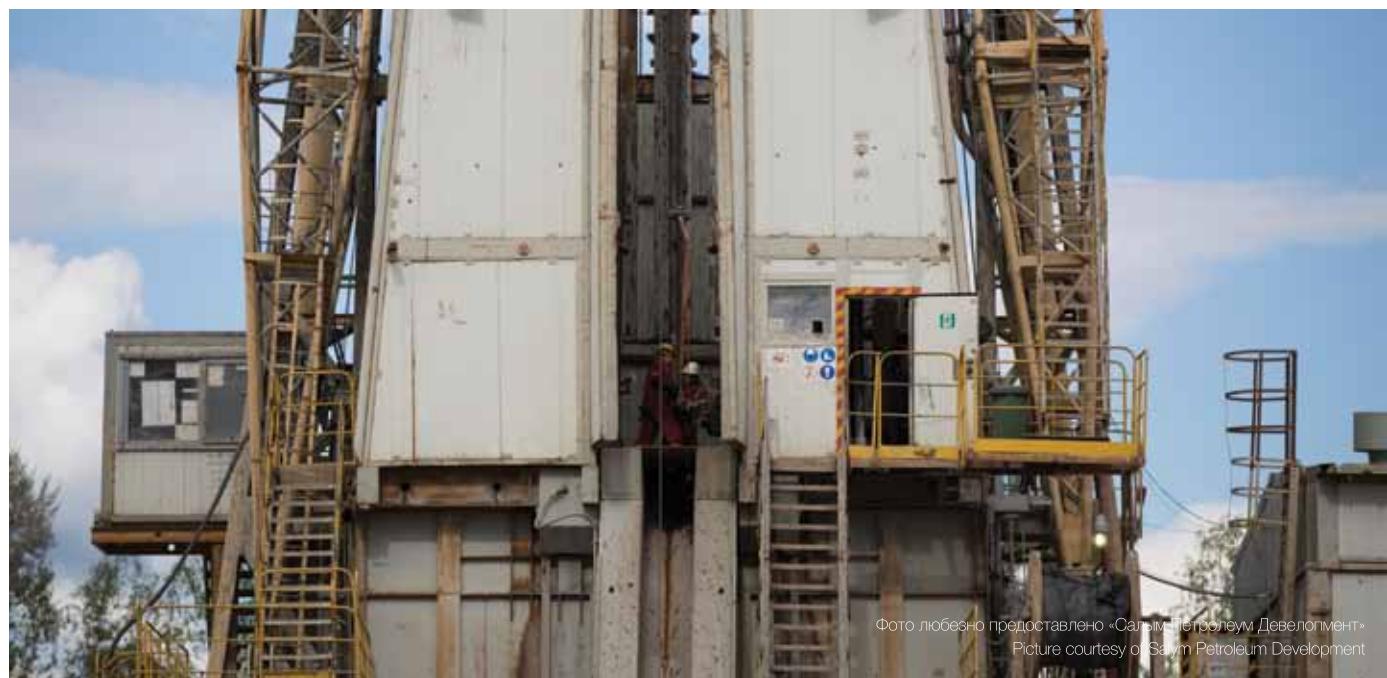


Фото любезно предоставлено «Салым-Петролеум Девелопмент»
Picture courtesy of Salyam Petroleum Development

подготовленные трубные стыки отвозятся на площадку скважины, где проводится окончательная подготовка к установке, т.е. SHPD наносится на безмуфтовые резьбовые концы НКТ. Технология подготовки и нанесения покрытия на трубные стыки проста, а обучение бригады капитального ремонта скважин применению нужных процедур занимает около 10 минут. Время спуска в скважину трубы, законченной с применением SHPD, сравнимо со временем, необходимым для стандартных операций с использованием необработанных НКТ. Когда все трубы спущены в скважину, колонна опрессовывается после 24-часового периода ожидания.

Результаты опробования SHPD компанией СПД на Салымской группе месторождений воодушевляют. На сегодняшний день 13 нагнетательных скважин СПД освоены с применением труб 3-1/2" NUE и технологии SHPD, а общее число установок увеличится до 18 до конца года. В среднем эксплуатация скважин продолжается 5 месяцев, самый длительный период составляет чуть более одного года. На

сегодняшний день подтверждена целостность НКТ без аномальных давлений в затрубном пространстве на всех скважинах, кроме одной. На данной скважине был проведен ремонт, но причину аномального затрубного давления установить так и не удалось. Подводя итог, следует отметить, что статистические данные, собранные на сегодняшний день, предполагают, что технология SHPD в значительной мере конкурентоспособна относительно трубных соединений премиум-класса.

Количество примеров успешного применения технологии продолжает расти, растет и уверенность в инновационной технологии затвердевающего трубного покрытия. Вероятнее всего, использование SHPD станет стандартной практикой в компании СПД. Специалисты СПД рассматривают вариант замены данной технологией НКТ с дорогостоящими соединениями премиум-класса на всех будущих нагнетательных скважинах. SHPD позволит в значительной мере снизить затраты на первоначальное освоение и ремонт скважин в СПД.