



Колин Дафф, Директор, Hardbanding Solutions (Europe) Ltd.

Colin Duff, Director, Hardbanding Solutions (Europe) Ltd.

Применение технологии хардбендинга в российской буровой отрасли для защиты замковых соединений бурильных труб

Drill Pipe Hardbanding Technology in the Russian Drilling Industry

Общая информация

По мере совершенствования применяемых в России технологий бурения в течение последних десяти лет существенно увеличивается доля горизонтальных скважин. В период с 2010 по 2017 гг. доля скважин с горизонтальным участком в эксплуатационном бурении выросла с 11 до 41 %. Российские компании улучшают показатели добычи за счет внедрения передовых технологий. При этом увеличение доли горизонтального бурения приводит к увеличению времени контакта бурильной колонны со стенкой скважины, вследствие чего все большей проблемой для владельцев бурильного инструмента становится износ замковых соединений по наружному диаметру.

В связи с этим для защиты бурильной колонны большинство буровых подрядчиков применяет

Introduction

Russian drilling practices are changing, with the percentage of directional and horizontal drilling increasing significantly during this decade. Between 2010 and 2017, the share of horizontal well profiles in explorational drilling grew from 11 percent to 41 percent. Russian companies are achieving better production performance by adopting advanced technologies. However, these modern drilling methods put more strain on the drill string, and so tool joint wear has become more of a problem for the end users.

As a result, the majority of Drilling Contractors are protecting the drill string with hardbanding; a tough, wear-resistant metallic alloy which is welded in bands around the outside diameter of tool joints. Hardbanding can be applied by the manufacturer as an option on new drill pipe, or it can be applied and reapplied to used drill pipe by

твердосплавные наплавки – хардбендинг – износостойкое металлическое покрытие, наплавляемое в виде поясков на наружную поверхность замка. Наплавка может наноситься на новые бурильные трубы их производителем

licensed service companies. As the use of the technology increases, it's important for end-users to understand how hardbanding works, the differences between various materials on the market, and how hardbanding should be managed to ensure the greatest cost savings are realised.



Рис. 1. Типовой технологический процесс наплавки

Pic 1. Typical Hardbanding Application

в качестве дополнительной опции. Кроме того, первичное и повторное нанесение на бывшие в эксплуатации бурильные трубы может быть выполнено специализированными компаниями, имеющими соответствующую лицензию. Данная технология становится все более популярной, поэтому конечным пользователям важно понимать принцип ее действия, разницу между предлагаемыми на рынке материалами, а также - как использовать данную технологию, чтобы добиться максимального сокращения издержек.

Общие сведения о хардбендинге

Хардбендинг наносится на замковые соединения стальных бурильных труб (СБТ), замки толстостенных бурильных труб (ТБТ) и центральные высадки, а также на утяжеленные бурильные трубы (УБТ) способом наплавки. Обычно для бурильной трубы используются три пояска шириной 25 мм, которые наплавляют на муфту замкового соединения с небольшим отступом от 18-градусного (или 90-градусного) заплечика, не затрагивая участок захвата трубного ключа. (Рис 1) Впоследствии, в процессе бурения именно эта выступающая над поверхностью бурильного замка наплавка (шириной 75 мм и высотой от 2,4 до 3,2 мм) соприкасается с обсадной колонной и породой в необсаженном стволе, тем самым защищая от износа

Hardbanding Basics

Hardbanding is applied using a welding process to Drill Pipe Tool Joints, HWDP Tool Joints and Centre Wear Pads, and to Drill Collars. On drill pipe, three 25mm wide bands are normally applied on the box tool joint, close to the 18-degree taper, leaving the tong space clear. (Pic 1) The result is a raised area 75mm wide, and between 2.4mm and 3.2mm in height, which takes the contact with the casing and open-hole during drilling operations, protecting the tool joint from wear. Hardbanding can also be applied to the pin connection, for added wear protection.

Modern hardbanding wires are formulated to have a low friction coefficient when rotated with a side-force against the casing, and so they are described as being 'casing friendly'. In fact, laboratory testing by Mohr Engineering (USA) has proven that casing friendly hardbanding wires can reduce wear on the casing by around 50% compared to a tool joint without hardbanding. A 2017 study conducted in Moscow showed similar results.

Finally, the reduced friction in the well, between the drill string and casing, and the reduced contact area between the drill string and the open hole deeper in the well, reduces drag and can lead to more efficient drilling and a higher ROP.

замковое соединение. Кроме того, хардбендинг может быть нанесен на ниппельный конец замкового соединения для его защиты от износа.

Химический состав современных хардбэндинговых материалов обеспечивает пониженный коэффициент трения с обсадной колонной при вращении внутри нее, а соответственно, низкий коэффициент износа обсадных труб. Кстати говоря, лабораторные испытания компании Mohr Engineering (США) подтвердили, что износ обсадных колонн от воздействия таких хардбэндинговых материалов снижается примерно на 50 % по сравнению с износом замковыми соединениями, не защищенными хардбендингом. В 2017 г. исследования московской лаборатории подтвердили данные результаты.

Кроме того, уменьшение трения между бурильной и обсадной колонной в скважине и уменьшение площади соприкосновения бурильной колонны с необсаженным стволом приводит к снижению скручивающих и осевых нагрузок на колонне, что способствует повышению эффективности бурения и увеличению механической скорости проходки.

Стоимость хардбендинга при нанесении его на новые бурильные трубы в качестве дополнительной опции будет отличаться в зависимости от производителя, но в среднем составит примерно 13 000 рублей за тонну веса бурильной трубы или 4–9 % от стоимости заказа. Данные вложения окупаются за счет увеличения ресурса инструмента и снижения расходов, связанных с необходимостью его частой замены. Расходы можно дополнительно сократить в разы, если по мере износа защитного покрытия повторно наносить его силами специализированных компаний-наплавщиков, имеющих соответствующую лицензию. Таким образом, экономия на бурильной колонне в среднесрочной и долгосрочной перспективе может составить десятки и даже сотни миллионов рублей. Стоимость самого наплавочного материала отличается у разных производителей, но при этом такая разница для конечного пользователя оказывается минимальной, так как сумма, заложенная на хардбендинг, также включает услуги по нанесению покрытия и сопутствующие расходы.

Повторное нанесение хардбендинга

Наплавочные материалы премиум-класса представляют собой твердую стальную матрицу с включением карбидов и обеспечивают максимальную стойкость к абразивному износу и низкий коэффициент воздействия на обсадную колонну. С течением времени буровые работы приводят к износу защитного хардбэндинга. Скорость износа определяется профилем ствола скважины, характеристиками разбуриваемых пород,

The cost of hardbanding, as an option on new drill pipes varies depending on the drill pipe manufacturer. If we take an average, it's around 13,000 rubles per ton of drill pipe, or approximately between 4-9% of the order cost. The resultant savings emerge through a longer service life of the assets, and so less frequent capital spend on replacement. This saving can be extended and multiplied by having the hardbanding reapplied multiple times by a local licensed service company when it eventually becomes worn. Therefore, the potential medium to longer term savings on a drill string could be counted in the millions of rubles. The cost of the hardbanding material itself varies by product, however the overall difference to the end user upon purchase is minimal, as the amount allocated to hardbanding as described includes the service of application and its associated costs.

Reapplication of Hardbanding

Premium hardbanding materials are made from a combination of a tough steel matrix with added carbides, to give maximum abrasion resistance and casing protection. The material will eventually wear during drilling operations, with the rate of wear determined by the wells profile, formation characteristics, drilling methods and other factors. When inspections reveal the height of the hardband has fallen to 0.8mm or less, it should be sent for reapplication. Different Hardbanding materials will wear at different rates under the same conditions.

Depending on the worn hardbanding material previously applied, reapplication can be straight forward and simple, or it can be more complicated. During welding, the material being applied penetrates and mixes with the base material it is being applied to. On the first application to a new tool joint, the final hardbanding layer will have some dilution from the base tool joint material and contain a percentage of both the softer and harder chemistries. With reapplication, the weld material is being applied over the previous partially diluted hardband, and so the result is a higher percentage of hard material.

Dilution is an important consideration because the chemistry of different hardbanding products varies greatly. The base matrix and carbides used for wear resistance are unique to each product. Carbides used include Niobium, Titanium, Boron and Chromium and they are found in varying percentages in the overall chemical footprint of the product. Each product can be categorised depending on which carbide is present. Although some hardband materials are compatible, care should be taken when applying one product over another, as conflicting chemistries may cause the hardband to crack and fail. Similarly, some products have a chemistry which is stable after the first application but can fail after reapplication when the effects of dilution from the softer tool joint material are reduced. Laboratory testing has shown that some elements, for example boron, are unstable in higher percentages and result in cracking.



KIOGE
Kazakhstan



26-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

26–28
сентября
2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН

**ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ
АЗИИ**

ОРГАНИЗАТОР



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

применяемыми методиками бурения и прочими факторами. Если инспекция показала, что высота наплавки уменьшилась до 0,8 мм и менее, хардбендинг следует нанести заново. Скорость износа для различных наплавочных материалов будет отличаться, даже если условия эксплуатации одинаковы.

В зависимости от того, каким материалом была выполнена износившаяся наплавка, повторное нанесение хардбендинга может оказаться как вполне простой, так и весьма сложной задачей. В процессе наплавки твердосплавный материал сплавляется и смешивается с основным металлом бурильного замка. Когда хардбендинг используется впервые на новом замке, окончательно сформированное защитное покрытие частично разбавляется основным металлом замкового соединения. То есть хардбендинговый слой включает в определенной пропорции как твердый, так и более мягкий сплав. При повторном нанесении износостойкий материал наносится поверх ранее частично разбавленного материала хардбендинга, и в результате процентное соотношение твердого сплава увеличивается.

Разбавление – это важный фактор, который необходимо принимать во внимание, так как химический состав различных твердосплавных наплавок значительно отличается. И основная матрица, и карбиды, обеспечивающие износостойкость, в каждом конкретном хардбендинговом материале уникальны. Состав материала включает такие карбидообразующие элементы как ниобий, титан, бор и хром, и доля каждого из них в общем химическом составе конкретных материалов существенно различается. Можно классифицировать наплавки в зависимости от присутствия того или иного карбида. Хотя некоторые материалы и совместимы между собой, при нанесении одного поверх другого следует проявлять осторожность: несовместимость химического состава может привести к появлению трещин в твердосплавной наплавке и разрушению защитного покрытия. Кроме того, некоторые материалы, химический состав которых является стабильным при первом нанесении, могут разрушаться при повторном нанесении из-за уменьшения влияния разбавления более мягким сплавом материала замка. Лабораторные испытания показали, что некоторые химические элементы, например бор, становятся нестабильными при увеличении их концентрации, что приводит к растрескиванию хардбендинга.

Если материал выбран правильно, возможность повторного нанесения хардбендинга на одно и то же замковое соединение без появления дефектов практически не ограничена. При условии проведения

When the correct product is used, hardbanding can be reapplied an infinite number of times to the same tool joint without defects. With continued inspection and reapplication, tool joint wear will never be the reason for the drill pipe to be downgraded or scrapped. In a recent survey of Russian Drilling Contractors conducted by Hardbanding Solutions, it was found that wear on the unbanded and unprotected tool joint was responsible for drill pipe to be downgraded or taken out of service 67 percent of the time. The cost saving and convenience earned by reapplying drill pipe hardbanding before it wears off to keep it in premium class condition, as opposed to allowing tool joints to wear down, can be substantial.

Modern drilling methods mean the service life of the unprotected drill string has been greatly reduced. Approving capital spend on a new drill string so often is unnecessary and for most pipe owners no longer an option. Some pipe owners are beginning to see the benefit of inspecting and reapplying hardbanding as needed, so that their assets are not taken out of service prematurely. One West-Siberian service company reported that of all the used drill pipe they inspected with a premium hardband between 2011 and 2016, 96.7 percent of the tool joints remained in premium class.

Reapplication can be carried out at the workshop of a licensed service company who offer a hardbanding service, or it can be done at the rig site by companies who offer mobile hardbanding. (Pic 2).

The Evolution of Hardbanding in Russia

10 years ago, it was unusual to see casing friendly hardbanding used for Russian land drilling operations. The technology was mainly used in offshore projects in the Sakhalin and Caspian regions. Since then, the major drill pipe manufacturers in Russia such as TMK and Technomash Hilong, have installed their own hardbanding equipment and orders of new drill pipe with hardbanding applied have increased significantly. It's estimated that in 2018 more than 60% of new box tool joints manufactured will have hardbanding applied before they are shipped to the end-user.

A recent study commissioned by Russian Drilling Contractor SSK, tested various products in a laboratory environment and attracted a lot of interest from across the industry. The number of licensed facilities in Russia with hardbanding equipment offering reapplication has risen from 3 in 2010 to more than 20 today.

Despite this sharp rise, the uptake and management of hardbanding in Russia does not match that in other drilling regions such as North America, Europe and The Middle East. In these areas, hardbanding is applied to over 95 percent of drill pipe, and it is reapplied as standard practice. If we compare the total spend on hardbanding material in Russia and the USA, according to whether it's purchased for new

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+





Рис. 2. Наплавочная установка в мобильном исполнении

Pic 2. Mobile Hardbanding Machine

регулярных инспекций и повторного нанесения твердосплавного покрытия, износ замковых соединений никогда не станет причиной перевода буровой трубы в более низкую группу прочности или ее списания. По результатам недавнего опроса российских буровых подрядчиков, проведенного компанией Hardbanding Solutions, оказалось, что в 67% случаев именно существенный износ незащищенных замковых соединений по наружному диаметру привел к переводу буровых труб в более низкую группу прочности или выводу из эксплуатации. Восстановление хардбендинга на буровых трубах до того, как он износится "в ноль", и поддержание его в рабочем состоянии, позволит не допустить износ буровых замков по наружному диаметру и обеспечит значительную экономию благодаря продлению эффективного ресурса бурового инструмента.

Современные способы бурения заметно сократили эксплуатационный ресурс буровых колонн с незащищенными замками. Выделение немалых средств на частое приобретение новых комплектов буровых труб не является чем-то обязательным, а для большинства владельцев трубы и вовсе не представляется возможным. Некоторые

drill pipe at the manufacturing plant or for field reapplication by service companies, there is a significant difference. In the USA around 65% of all hardbanding material sold is for field reapplication, and in Russia that figure is around 10%. (Pic 3) This shows that in most cases, hardbanding is only being applied once per drill pipe in Russia, when the tool joint is manufactured. In other regions hardbanding is applied to the same drill pipe several times during its useful life.

Drill Pipe Endurance

The reason for this difference is that drill pipe in Russia is being taken out of service because of other failures before the initial hardbanding wears, so the opportunity for reapplication never happens. Washouts on the pipe body and threads requiring recuts are the most common reasons, according to respondents to the Russian Drilling Contractors Survey. Threads can be repaired, and regularly are with machine shops around the country offering this service (often the same companies who offer hardbanding reapplication). However, a washout on the drill pipe is fatal.

So, the issue that is slowing the progress of hardbanding technology in Russia appears to be the higher rate of washouts experienced during drilling. Maximum value is gained from hardbanding when drill

компании начинают понимать преимущества, которые можно получить благодаря отслеживанию износа хардбэндинга и, при необходимости, его повторному нанесению, – это позволяет исключить преждевременный вывод бурильного инструмента из эксплуатации. По информации, полученной от одной западно-сибирской сервисной компании, в 96,7 % случаев состояние замковых соединений на трубах с нанесенным премиальным хардбэндингом, проинспектированных ею в период с 2011 по 2016 гг., продолжало соответствовать классу премиум.

Повторное нанесение хардбэндинга возможно на ремонтной базе специализированных компаний, которые имеют соответствующую лицензию и оказывают подобные услуги. Восстановление хардбэндинга также может быть выполнено непосредственно на буровой или другом производственном объекте заказчика компаниями-наплавщиками, имеющими мобильное оборудование для нанесения износостойкого хардбэндинга. (Рис. 2).

История применения технологии хардбэндинга в России

Еще десять лет назад применение при бурении на суше твердосплавных наплавов с низким коэффициентом износа обсадных труб было редким явлением в России. В основном данная технология использовалась при разработке морских месторождений на шельфах Сахалина и Каспийского моря. Позже, крупные производители бурильных труб в России, такие как ТМК и Техномаш Хайлонг, установили собственное оборудование для нанесения твердосплавных наплавов, после чего объемы заказов произведенных в России новых бурильных труб с защитным покрытием значительно возросли. Согласно прогнозу в 2018 г. более 60 % новых бурильных труб будут поставляться заказчикам с защищенным хардбэндингом муфтовым концом.

В ходе недавнего исследования, проведенного российским буровым подрядчиком ССК, твердосплавные материалы различных производителей прошли лабораторные испытания, что вызвало живой интерес в отрасли. Количество лицензированных российских предприятий, имеющих наплавочное оборудование и оказывающих услуги повторного нанесения твердосплавных наплавов возросло с 3х в 2010 г. до более чем 20-ти в настоящее время. Однако, несмотря на стремительный рост, освоение и внедрение данной технологии в России несравнимо с другими нефтедобывающими регионами мира, такими как Северная Америка, Европа и Ближний Восток, где хардбэндинг используется для 95% бурильных труб, а его повторное нанесение является обычной практикой. Если же мы сравним общие расходы на

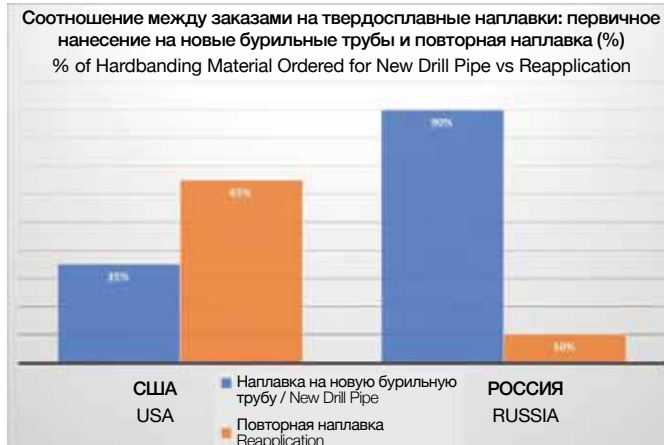


Рис. 3. График - Pic 3. Chart

pipe is regularly inspected and repaired, and when it survives for an extended period. Russian Drill Pipe Manufacturers report that orders of Internal Plastic Coating (IPC) for new drill pipe are increasing. IPC increases the efficiency of hydraulics during drilling and, crucially, prevents or reduces corrosion to the internal diameter of the pipe body, which is one reason why washouts occur. An increase in the share of drill pipe with IPC should therefore lead to longer life and a greater requirement for hardbanding reapplication.

Also, a recent study on 'Predicting and Preventing Drill String Fatigue Failure' published by SSK specialist Oleg Fomin in ROGTEC magazine, found that fatigue failure washouts were often caused by an accumulation of micro-cracking in the pipe body. Micro-cracking occurs during drill string rotation within the curved section of the well, when the drill pipe flexes, and with cumulative fatigue wear the micro-cracks grow and pipe wall failure (washout) is the result. (Pic. 4).

This type of drill pipe failure is more frequent in Russia compared to other regions of the world. One reason is that 12m long drill pipe (API Range 3) is more widely used in Russia, while in other regions 9m long drill pipe (API Range 2) is more prevalent by a considerable margin. Regarding endurance of drill pipe, if all other parameters like quality of steel are equal, the shorter 9m pipe has greater fatigue strength than 12m pipe. This is because 9m long pipe rotated in curved sections has more contact points with the wall of the well (at each tool joint) which reduces the bending stress on each individual pipe.

Much of the hardbanding sold in Russia for reapplication is applied for the few contractors who use 9m drill pipe and IPC. With less IPC used and a higher percentage of 12m drill pipe, it's clear to see why the useful life of drill pipe is reduced and reapplication of tool joint hardbanding is yet to become mandatory in Russia. The use of 9m drill pipe in Russia is on the rise, again as a result of an increase in directional drilling. Other factors also affect the longevity of drill pipe such as

твердосплавную наплавку в России и США с учетом первичного и повторного нанесения защитного покрытия на замки БТ - т.е. наносится ли хардбэндинг производителем на новую бурильную трубу или же повторно наносится специализированной компанией – то разница будет существенной. В США около 65 % наплавочных материалов приобретается именно для повторного нанесения. В России же данный показатель составляет примерно 10 %. (Рис.3) Это означает, что в России в большинстве случаев хардбэндинг для бурильных труб наносится только один раз - при изготовлении замкового соединения. В других регионах мира хардбэндинг наносится на одну и ту же бурильную трубу неоднократно в течение всего срока ее эксплуатации.

Прочностные характеристики бурильных труб

Одна из вероятных причин вышеуказанной разницы может заключаться в том, что в России бурильная труба выводится из эксплуатации до того, как первоначально нанесенный хардбэндинг успевает износиться – поэтому необходимость в его повторном нанесении возникает гораздо реже. По мнению работающих в России буровых подрядчиков, принявших участие в специальном опросе, чаще всего это происходит из-за промывов по телу трубы или необходимости перенарезки резьбовой части. Резьбовое соединение можно восстановить, что и осуществляется регулярно в токарных цехах, оказывающих подобные услуги на территории всей страны (часто эти же компании также предоставляют услугу повторного нанесения хардбэндинга). Однако промыв тела бурильной трубы ремонту не подлежит.

Таким образом, фактором, замедляющим развитие технологии хардбэндинга в России, очевидно, становится большое количество промывов, возникающих в процессе бурения. Защитный хардбэндинг дает максимальную отдачу при регулярной инспекции и ремонте бурильных труб, а также при увеличении их эксплуатационного ресурса по телу и резьбовому соединению. Российские производители бурильных труб сообщают об увеличении количества заказов на трубы с внутренним полимерным покрытием. Такое покрытие повышает эффективность промывки ствола скважины при бурении и предотвращает или существенно снижает коррозию на внутренней поверхности тела трубы, которая является одной из причин промыва. Таким образом, увеличение доли бурильных труб с внутренним покрытием должно способствовать повышению их эксплуатационного ресурса и росту потребности в повторном нанесении твердосплавной наплавки для восстановления изношенного хардбэндинга. Кроме того, как говорится в статье «Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование



Рис. 4. Промыв тела бурильной трубы

Pic 4. Washout on Drill Pipe Body

quality of the steel, operational conditions, and the frequency of inspection and repair.

Conclusion

The rapid rise in the use of hardbanding in Russia over the past decade can be explained as a direct result of the increase in modern drilling methods by Russian Drilling Contractors over the same period. As with any new technology, end-users must be supported by manufacturers to enable them to gain an understanding of the products, and how to get the most value out of using hardbanding.

Most companies already understand the value of protecting tool joints with hardbanding and order new drill pipe with their preferred material applied at the factory. However, uptake of reapplication of hardbanding has been lower than in other drilling regions, so the full potential benefit of the technology is not yet being realised. The main reason is most likely that the majority of drill pipe is not surviving as long as the first application of hardbanding. However, with an increase in the use of other technologies such as internal plastic coating, and an increase in the amount of shorter, 9m drill pipe being used in Russia (also demanded by harsher modern drilling methods) this is likely to change.

With reapplication on the rise, choosing a hardband material with the chemistry to provide the perfect balance of abrasion resistance, casing friendliness, and reliability is going to become even more important to the drill pipe owner. Some chemistries of hardbanding alloys are more applicator friendly with regard to reapplication. These products often have certifications that have a third-party validation of reapplying their hardbanding products over their own material as well as other hardbanding alloys on the market.

The Russian drilling industry is striving towards higher performance goals with modern drilling methods. The drill string specification, inspection, repair, and protection technologies such as hardbanding will help in allowing those goals to be met economically.

и профилактика», недавно опубликованной Олегом Фоминым в журнале ROGTEC, причиной промывов является накопление усталостных микротрещин в теле трубы. Микротрещины развиваются в процессе вращения колонны в искривленном интервале ствола скважины, когда бурильная труба изгибается; усталостный износ увеличивается по мере роста количества микротрещин, и в результате происходит разрушение стенки трубы (промыв). (Рис.4)

Подобное разрушение бурильной трубы гораздо чаще встречается в России, чем в других регионах мира. Это может быть связано с тем, что в России в основном используются бурильные трубы длиной 12 м (API, группа длин 3), в то время как в других регионах мира значительно шире распространены трубы длиной 9 м (API, группа длин 2). При прочих равных параметрах, таких как качество стали, внутренний и внешний диаметр труб, усталостная выносливость более коротких девятиметровых труб будет выше, чем у труб длиной 12 м: девятиметровая труба, вращающаяся в искривленном интервале, имеет больше зон контакта со стенкой скважины (на каждом замковом соединении), что снижает изгибающее напряжение в каждой отдельной трубе.

Большая часть хардбэндинговых материалов, реализуемых в России для повторного нанесения, применяется всего лишь несколькими подрядчиками, которые используют девятиметровые бурильные трубы с внутренним полимерным покрытием. Учитывая нечастое использование внутреннего покрытия и широкое распространение двенадцатиметровых бурильных труб, причина такого сокращенного ресурса бурильной трубы становится очевидной. Также это объясняет, почему технология восстановления хардбэндинга в России все еще не стала абсолютной необходимостью. Девятиметровые бурильные трубы набирают популярность в России в немалой степени благодаря развитию наклонно-направленного и горизонтального бурения. Прочими факторами, которые также влияют на ресурс бурильных труб, являются качество стали, условия эксплуатации, регулярность проведения инспекций и ремонтных работ.

Заключение

Стремительный рост популярности хардбэндинга в России за последнее десятилетие можно напрямую связать со все большим применением современных методик бурения российскими буровыми подрядчиками. Как и в случае с любой другой новой технологией, производители хардбэндинговых материалов должны помогать конечным пользователям лучше разобраться в особенностях предлагаемых материалов и максимально эффективно использовать хардбэндинг.

Reference

Oleg Fomin: Siberian Service Company (SSC).
SSC: *Predicting and Preventing Drill String Fatigue Failure*. ROGTEC Magazine, Issue 52

Большинство компаний уже понимают, насколько важной является защита замковых соединений хардбэндингом, и заказывают новую бурильную трубу у производителей с уже нанесенным защитным износостойким покрытием из конкретного материала. Однако, в отличие от других нефтегазовых регионов мира, масштабы применения повторного нанесения хардбэндинга в России пока остаются небольшими, поэтому потенциал самой технологии защитного хардбэндинга все еще не раскрыт в полной мере. Основная причина заключается в том, что срок эксплуатации большинства бурильных труб все еще меньше ресурса их защитного хардбэндинга. Однако, учитывая развитие других технологий, например внутренних полимерных покрытий, а также постепенный переход на более короткие девятиметровые трубы в России (что также связано с усложнением профиля ствола скважины), данная ситуация, скорее всего, изменится.

В этом случае для владельцев бурильных труб как никогда более важным становится выбор материала для износостойкого хардбэндинга: химический состав должен в равной мере эффективно обеспечивать стойкость к абразивному износу, низкую степень износа обсадных труб и гарантировать надежность в процессе эксплуатации. Благодаря своему химическому составу, отдельные сплавы являются более удобными для повторного нанесения. Такие материалы часто имеют сертификаты, выданные независимыми организациями, которые подтверждают возможность их повторного нанесения как поверх самих себя, так и на твердосплавные наплавки других производителей.

Российская буровая отрасль стремится к повышению эффективности строительства новых скважин за счет применения передовых методик бурения. А качественный уровень бурильного инструмента, его инспекция и ремонт, а также технологии, обеспечивающие его защиту, такие как износостойкий хардбэндинг, обеспечат необходимую экономию затрат и будут способствовать дальнейшему повышению эффективности работы буровых и сервисных компаний.

Список литературы

Олег Фомин: Сибирская Сервисная Компания (ССК).
ССК: *Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование и профилактика*.
ROGTEC Magazine, Номер 52