

Технология за круглым столом – ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ КАВИТАЦИОННОГО ТИПА

Technology Roundtable – PC Pumps



Евгений Чашин
Evgeny Chashin

Директор по маркетингу
Baker Hughes,
Россия и Каспийский регион
Director of Marketing, Production
Baker Hughes, Russian & Caspian Region



Кертис Хейде
Curtis Heide

Менеджер по прикладному
инжинирингу, компания NOVMonoflo
Applications Engineering Manager,
NOVMonoflo



Франциско Диаз Телли
Francisco Diaz Telli

Tenaris по оказанию технической
поддержки по штанговым насосам
по всему миру
Tenaris-Sucker Rods
Technical Sales



Винтовые насосы кавитационного типа хорошо зарекомендовали себя при работе с применением твердых веществ и вязких жидкостей. Хотя разрабатываются новые модели, эксплуатация большинства насосов в настоящее время более ограничена по температуре и по глубине, по сравнению с другими системами подъема. Насосы обладают хорошей производительностью, однако малопригодны для работы с летучими углеводородами из-за агрессивного воздействия на статор, выполненный из резины. В статье перечислен ряд вопросов, относящихся к эксплуатации винтовых насосов кавитационного типа в России и к проблемам, которые могут встречаться при работе с ними. Всегда полезно сравнить замечания по эксплуатации у других операторов, продолжительность службы систем и причины возникших отказов.

Каковы основные преимущества винтовых насосов кавитационного типа перед прочими методами механизированной добычи в России?

Евгений Чашин: Винтовые насосы кавитационного типа превосходно зарекомендовали себя как системы механизированной добычи при работе с тяжелой

Progressive Cavity Pumps (PCP) are noted for handling solids and viscous fluids. Although new models are under development, most now used are temperature limited and more depth limited than other lift techniques. The power efficiency is good but they also have an aversion to light hydrocarbon liquids that can attack the rubber stator. This article lists a series of questions that relate to PCP operation in Russian and what operational concerns may be from the users. It is always useful to compare operational notes with other operators and also useful to compare the run lives of the systems and the cause of failures encountered.

What are the key benefits of PC Pumps over other forms of artificial lift in Russia?

Evgeny Chashin: Progressive Cavity Pumps are known to be excellent Artificial Lift systems used especially in scenarios where heavy oil, fluids containing sand and other abrasives are present. PCP's are also good for handling fluids containing gas (unlike conventional ESP's which would present gas lock). High volumetric efficiency is another property that supersedes Jet Pumping, Beam, Gas Lift and low volume ESP that allows oil companies in Russia to minimize lifting cost through power savings. PCP's are also used at low flow rate regimes.

нефтью, флюидами с содержанием песка и прочих абразивных материалов. Они также эффективны при работе с газосодержащими флюидами (в отличие от обычных ПЭН, использование которых приводит к появлению газовых пробок). Объемный коэффициент полезного действия — еще одна характеристика, превосходящая аналогичный показатель для струйных насосов, станков-качалок, газлифтов и малообъемных ПЭН, что позволит российским компаниям минимизировать эксплуатационные расходы за счет экономии энергии. Винтовые насосы кавитационного типа применяются также в режиме слабого притока.

Кертис Хейде: Винтовые насосы кавитационного типа действуют по принципу осевого насоса с низкой скоростью течения внутренней жидкости, что позволяет минимизировать сбалтывание жидкости, снижая формирование эмульсии и эрозии вследствие выработки сухого остатка. Вот некоторые преимущества винтовых насосов кавитационного типа перед прочими системами механизированной добычи:

- » сокращение капитальных затрат;
- » высокая эффективность насосной установки и системы;
- » снижение способности подтоварной воды образовывать отложения благодаря подвижным отметкам уплотнителя;
- » выработка сухого остатка в большем объеме по сравнению с прочими методами механизированной добычи (МД);
- » низкие расходы на техническое обслуживание;
- » простая настройка для увеличения объемов производства;
- » эффективное производство различных видов вязких флюидов.

Франциско Диаз Телли: Винтовые насосы кавитационного типа представляют собой высокоэффективную систему механизированной эксплуатации нефтяных скважин. Однако, эти насосы являются хорошим решением только в определенной области, а не для всех скважин или месторождений. Можно сказать, что такие насосы подходят идеально для скважин с высоким содержанием песка или для скважин с вязкой нефтью, учитывая их удобную поверхностную установку по сравнению со штанговыми глубинными насосами. Несмотря на то, что эти насосы требуют меньших капитальных вложений для получения полной системы механизированной эксплуатации, не все операторы знакомы с этой системой.

Какие регионы и какие месторождения оптимально подходят для применения винтовых насосов кавитационного типа?

Евгений Чашин: Месторождения с ограниченными запасами, низкопродуктивные месторождения, новые месторождения с описанными характеристиками.

Curtis Heide: The flow through a PC pump is a unique axial flow pattern with low internal fluid velocity. This feature minimizes fluid agitation resulting in reduced emulsion generation and erosion due to solids production. Some of the key benefits of PC pumps over other forms of artificial lift are:

- » Reduced capital cost
- » High pump and system efficiencies
- » Reduced scaling tendency due to moving seal lines
- » Capable of producing higher levels of solids than other forms of artificial lift (AL).
- » Low maintenance
- » Easily adjustable to increase production
- » Ability to effectively produce a full range of fluid viscosities

Francisco Diaz Telli: PC Pumps are a highly efficient Artificial Lift System (ALS). Nevertheless, they are only a good solution for some niches and not for every well or field. They provide an excellent behavior in wells with high sand cuts or with viscous oil and they also have a friendly superficial installation in comparison to Rod Pumps.

Although they demand a small investment to get the whole ALS, not all operators are familiar with them.

Which are the optimal regions and fields for PC pump production?

Evgeny Chashin: Marginal, low production fields as well as new fields where the constraints described above are present are good candidates for the PCP technology. PCP are also used in fields where the customer wants to replace existing old technology (namely beam pumps) by a more technologically advanced, more efficient system is desired.

Curtis Heide: Heavy Oil regions predominated by sand production and depths less than 6000ft. Low temperature, heavy oil plays where maximum fluid production rate cannot be achieved by other AL means due to issues such as rod fall for beam pumps, low mixing of gas in heavy oil for gas lift applications and fields that cannot be produced by an ESP due to the intersection points of the IPR and OPR curves being in an unstable zone leading to high risk of failure.

Francisco Diaz Telli: PC Pumps are very flexible and are facing a large number of new developments. This makes them a good alternative in different fields. They can be used in shallow or in deep wells, with small or large production flows. Temperature used to be the main limitation but nowadays there are pumps that have overcome this inconvenient. Our guess is that the main limitation is the field personnel's knowledge on the system.

What adaptations or options are required for equipment running in Russia's harsh locations (downhole or surface)?

Evgeny Chashin: PCP can be used in either deviated or vertical wells. For deviated wells a new downhole string

Винтовые насосы кавитационного типа также применяются на тех месторождениях, где по желанию клиента существующая старая технология (например, станки-качалки) может быть заменена более технологически совершенной и эффективной системой.

Кертис Хейде: Месторождения тяжелой нефти, преимущественно с выносом песка в процессе добычи, на глубинах менее 6 000 футов. В условиях низких температур, в нефтеносных пластах тяжелой нефти, где невозможно достичь максимальной нормы отбора при использовании иных методов МД в связи с неустойчивостью насосных штанг станков-качалок, низкий уровень перемешивания газа в тяжелой нефти для газлифтных устройств, и на тех месторождениях, где разработка с использованием ПЭН невозможна вследствие того, что точки пересечения кривых показателя IPR и OPR находятся в зоне нестабильности, что связано с определенным риском.

Франциско Диаз Телли: Винтовые насосы кавитационного типа являются очень гибкими, что позволяет прогнозировать им множество разработок и модификаций в будущем и что делает их хорошей альтернативой для использования на различных месторождениях.

Они находят применение, как в неглубоких, так и в глубоких скважинах, как с высокой, так и низкой производительностью. Пределы температур являются основным ограничением этих насосов, но в настоящее время уже есть насосы, которые справляются с этим недостатком. Мы считаем, что основным ограничением является недостаток знаний персонала, работающего на площадке с системой.

В каких доработках нуждается оборудование (скважинное или наземное), используемое в суровых условиях на территории России?

Евгений Чашин: Винтовые насосы кавитационного типа могут использоваться в наклонно-направленных или вертикальных скважинах, при этом в наклонно-направленных скважинах устанавливается новая нижняя часть колонны с системой ESPCP, на поверхности — ЧПС. В вертикальных скважинах возможно применение винтовых насосов кавитационного типа с поверхностным приводом в паре с ЧПС. Система проста в установке, которую можно произвести с помощью обычного оборудования для закачивания скважин.

Кертис Хейде: Для разработки любых винтовых насосов кавитационного типа необходимо провести анализ данных определенной скважины, а также параметров месторождения. В настоящее время

containing the ESPCP will have to be ran and VSD (Variable Speed Drive) installed on surface. For vertical wells a Rod Driven PCP can be used and again, a VSD will be used. The installation is simple and will require conventional completion equipment.

Curtis Heide: An analysis of specific well data and field parameters would be required for any PC system design. NOV PCP systems are currently installed in harsh environments all around the world including (but not limited to) Venezuela, Canada, USA, Argentina, Africa, Egypt, Albania, Mexico, Columbia.

Francisco Diaz Telli: PCP systems are used in harsh locations all around the world, from Alaska to Australia. They can face extremely cold environments as well as warm weather. No special adaptations are needed for Russia but a careful selection process should take place.

How can operators maximize production while minimizing lifting costs?

Evgeny Chashin: By running the corresponding Compatibility Tests between well fluid and PCP components (elastomer) a proper material selection is obtained which will provide a long runlife for the system making this a good reason for optimization. Efficiencies are excellent in these type of pumps hence low power consumption.

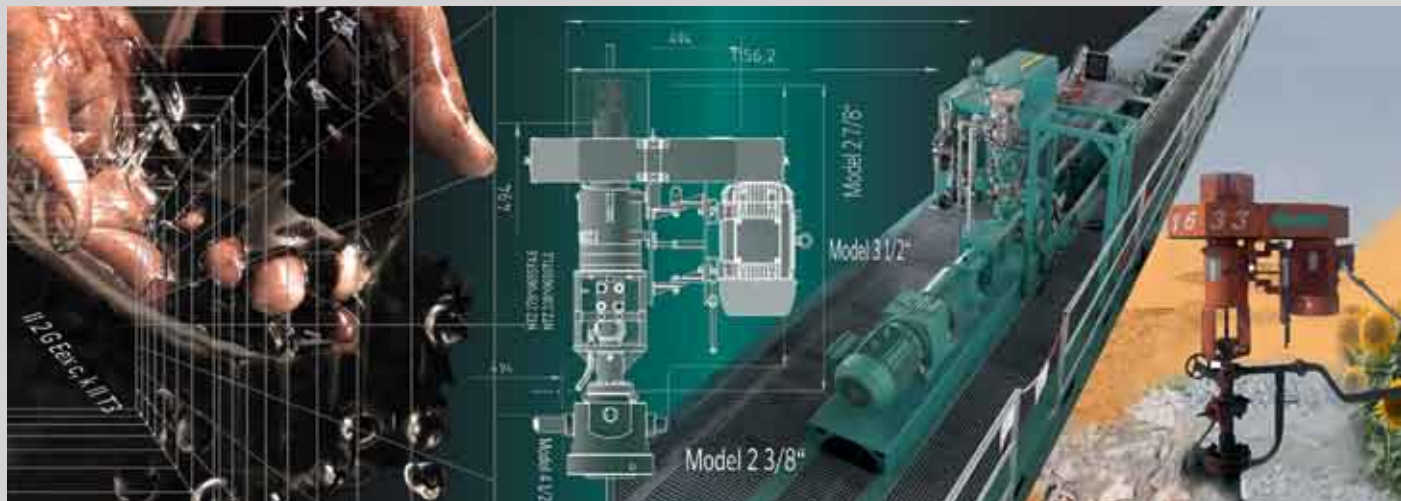
Curtis Heide: Utilization of VFD pump off controllers and/or downhole gauges will greatly enhance the performance and durability of the PCP system. Well optimization can be achieved while reducing the risk of pump damage due to low pump efficiencies.

Francisco Diaz Telli: If we include the maintenance cost in the lifting cost evaluation, a large amount of money is invested in failures reparations. If operators minimize failures they would increase production time and reduce maintenance costs. For this, all equipment (pump, rod string, drivehead, etc.) must be reliable. For example, although a flush connection hollow rod string is more expensive than a conventional one, it increases the tubing lifespan and gives the operator high reliability in the rod and tubing operational performance.

A failure reparation cost is similar if the well has a pump, sucker rod, tubing or wellhead failure, so all elements need to be selected to increase the well reliability. Although a flush connection hollow rod string is more expensive than a conventional one, it increases the tubing lifespan and makes the operator forget about failures in these two elements. This is what should be done with all the ALS parts.

What is your systems average run life in Russia before any form of failure occurs?

Evgeny Chashin: The run-life varies significantly depending



NETZSCH Oilfield Products

Добыча нефти & погружные насосы
Progressing Cavity Pump System

Партнерство на нефтяных промыслах

Partnership in the Oilfield

Добыча и транспорт высоковязкой нефти

Production and Transport of light and heavy crude oil

Снижение уровня жидкости в газовых скважинах

Gas well deliquification

10 лет NETZSCH – технология
для добычи нефти в РОССИИ и КАЗАХСТАНЕ

10 Years NETZSCH – Technology
in Oilfields of RUSSIA and KAZAKHSTAN

2010



Albania
Austria
Azerbaijan
Belarus
Brazil
Canada
China
Croatia
Egypt
France
Germany
Indonesia
Italy
Kazakhstan
Kyrgyzstan
Libya
Netherlands
Romania
Russia
Sudan
Syria
Czech Republic
Turkey
Turkmenistan
Ukraine



NETZSCH

В РЕГИОНЕ – ДЛЯ РЕГИОНА
IN THE REGION – FOR THE REGION

Ваши партнеры для контактов -
Винтовые насосы (PCP)

Your contact addresses for PCP in the
oil and gas industry

NETZSCH Oilfield Products GmbH

Gebrüder-Netzsch-Straße 19 . 95100 Selb/Germany

Телефон/Phone: +49 (0) 9287 75 424 . Факс/Fax: +49 (0) 9287 75 427

Mail: nop@netzsch.com . www.netzsch.com

насосные системы NOV работают в жестких внешних условиях во многих странах мира, например в Венесуэле, Канаде, США, Аргентине, Африке, Египте, Албании, Мексике, Колумбии.

Франциско Диаз Телли: Системы винтовых насосов кавитационного типа используются в суровых условиях окружающей среды по всему миру, от Аляски до Австралии. Они адаптированы как к чрезвычайно низким, так и к чрезвычайно высоким температурам окружающей среды. Никаких специальных приспособлений для России не требуется, за исключением внимательного подхода к процедуре подбора насоса.

Каким образом можно увеличить объемы производства при минимизации эксплуатационных расходов?

Евгений Чашин: Проведение соответствующих тестов на совместимость скважинного флюида и компонентов винтового насоса кавитационного типа (эластомер) позволяет определить подходящий материал, способный обеспечить долговечность системы и тем самым оптимизировать расходы. В этом типе насосных установок КПД очень высоки за счет низких энергозатрат.

Кертис Хейде: Значительный рост производительности и износостойкости винтовых насосов кавитационного типа возможен благодаря использованию регуляторов и/или скважинных измерительных приборов насосных установок с системой ВЛД. Оптимизация производства также достигается за счет сокращения риска повреждения насосной установки вследствие низкого КПД насоса.

Франциско Диаз Телли: Если мы включим расходы на техническое обслуживание в оценку стоимости эксплуатационных расходов на промысле, большое количество денежных средств уходит на ремонт всевозможных поломок. Если операторы смогут свести до минимума поломки, они смогут увеличить производственное время скважины и снизить расходы на техническое обслуживание. Чтобы достичь этого, необходимо использовать высоконадежную систему.

Расходы на ремонт неполадок будут аналогичными, будь то неполадка с насосом, насосной штангой, колонной или устьевым оборудованием – поэтому все элементы должны быть тщательно подобраны с целью повышения надежности скважины. Хотя гладкопроходное соединение полого штока и дорожке обычного, оно увеличивает срок службы колонны, и оператор может забыть о неполадках на этих двух элементах. Вот это и следует выполнить на всех частях системы механизированной эксплуатации скважин.

on the well conditions (sand properties, temperature, oil API, etc.). It could be all the way from several months to several years. Another essential contributor to longer run-life is proper design, installation, maintenance and service. Thus we have a customer in Volga-Urals region where there are about 150 Baker Hughes PCP units running with the average run-life exceeding 700 days.

Curtis Heide: In Canada, typical run life in heavy oil regions with continuous sand production is ~12 months. Mature wells or wells equipped with pump off control can typically achieve 24 months while PCP systems in high watercut, medium to light oil applications can exceed 36 months.

Francisco Diaz Telli: Tenaris doesn't produce Progressive Cavity Pumps but we have seen that when the system is properly designed, longer running life is obtained as a result. As mentioned before, it's important to consider all the elements and their running procedures before running them in the well.

How can downhole wear and tear be minimized to increase pump and part run life?

Evgeny Chashin: By selecting the appropriate materials for well conditions as well as running appropriate fluid compatibility tests we are making sure that the system has been correctly selected for a particular application so no over-torque or poor efficiency is avoided.

Curtis Heide: Automation! Monitoring data such as downhole pump intake pressure, pump discharge pressure and well production can lead to better optimization strategies. Proper well design where pump, tubing, rods, drive systems are selected to ensure good run time performance based on specific well data including oil/gas/water analysis.

Francisco Diaz Telli: As rod-tubing contact in PCP systems is always located next to the rod coupling, the tubing lifespan is usually brief (especially in deviated wells). There are several ways to maximize the tubing lifespan but, although it's not the best solution, rod guides is the most used.

A flush connection distributes the tubing wear all along the sucker rod and therefore gives dramatic benefits. In our opinion, this is the best alternative because the number of elements in the well is reduced and because this alternative maximizes the tubing and rod lifespan.

What are the latest technological developments that you are using with your PC pump?

Evgeny Chashin: New elastomers can be run at higher temperature and higher API gravity, exclusive breaking system to prevent drivehead damage due to back spinning, proprietary seal system which is environmentally friendly is now part of the catalog we can offer, new high temp. sensor that will provide intake and discharge pressure and motor temperature.

NOV Artificial Lift

Универсальный поставщик эксплуатационного оборудования для нефтепромыслов.

Поверхностное оборудование штанговых глубинных насосов

- Насосный агрегат нового поколения Corlift 18-120
- Ливейные штанговые насосы
- Сопутствующие расходные материалы

Системы объемных винтовых насосов

- Наголовники для забивки обсадных свай
- Забойные объемные винтовые насосы
- Приводы с регулируемой частотой
- Сопутствующие расходные материалы

Для получения дополнительной информации о технических решениях компании NOV® в сфере механизированной эксплуатации скважин, в том числе и о продукции NOV MONO®, обращайтесь к представителю местной службы сбыта.

NOV Moscow Office
15A Leninsky prospect, Moscow,
the Russian Federation. 119071,

(Российская Федерация, 119071,
г. Москва, Ленинский проспект, д.15А.)
Tel: +7 (495) 775-25-40
Fax: +7 (495) 981-34-70

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

Email: distribution@nov.com

www.nov.com

Каков средний срок службы ваших систем в условиях России до первой поломки?

Евгений Чашин: Средний срок службы значительно разнится в зависимости от условий скважины (свойства песка, температура, характеристик нефти и т.д.) и может составлять от нескольких месяцев до нескольких лет. Продления срока службы можно добиться за счет особенностей конструкции, установки, ухода и обслуживания. Так, средний срок службы 150 винтовых насосов кавитационного типа нашего клиента в Волго-Уральском регионе превышает 700 дней.

Кертис Хейде: В Канаде средний срок службы установок в регионах с залежами тяжелой нефти и продолжительной добычей песка составляет примерно 12 месяцев. При применении систем на давно используемых скважинах или скважинах, где производится контроль за откачкой, срок службы составляет примерно 24 месяца, а на скважинах с высокой обводненностью, при добыче нефти среднего или низкого уровня плотности — 36 месяцев.

Франциско Диаз Телли: Компания Tenaris не производит винтовые насосы кавитационного типа, но мы знаем, что правильное построение системы гарантирует продолжительный срок службы. Как говорилось ранее, важно провести тщательный анализ всех элементов системы и принципа их работы, прежде чем запускать их для работы в скважине.

Каким образом возможно уменьшить износ и увеличить срок службы насоса и оборудования?

Евгений Чашин: За счет выбора оптимальных материалов в зависимости от условий скважины, а также за счет проведения соответствующих тестов на совместимость с флюидом с целью удостовериться в правильности выбора системы в каждом конкретном случае и исключить такие факторы, как чрезмерность вращения или низкий КПД.

Кертис Хейде: За счет автоматизации! Мониторинг таких данных, как давление на входе в забойный насос, давление на выходе из насоса, а также дебит скважины может помочь в разработке более эффективной стратегии оптимизации. Также имеет значение правильная конструкция скважины, где верный выбор насоса, системы труб, напорной системы обеспечит высокие показатели времени непрерывной работы на основе определенных данных о скважине, полученных, в том числе, при проведении анализа нефти, газа и воды

Франциско Диаз Телли: Так как контакт между штоком и колонной в системах винтовых насосов кавитационного типа всегда находится рядом с соединительной штанговой муфтой, срок службы

Curtis Heide: NOV has developed a patented No Go Tag™ system that eliminates accessories below the pump intake. This allows for unobstructed flow to the inlet of the pump while still maintaining access via coil tubing and protecting the elastomer during coiling operations.

NOV has developed a patented Insert PCP system that allows PC pumps to be ran and retrieved on the rod string inside the tubing. NOV patented system also allows for the pressure testing of the tubing during installation and retrieval.

Francisco Diaz Telli: Tenaris produces sucker rods and works to increase the PCP system reliability and working capacity.

Under this framework we have seen that conventional sucker rods were designed many years ago (when PC Pumps were not applied in the Oil Industry) and therefore they present several limitations that reduce the PCP system reliability. In order to overcome this problem, Tenaris developed PCPRod® Hollow series with a connection designed for torque applications, with higher torque capacity and elasticity reduction (backspin and stick slip effects reduction). Their flush and near-flush connections make them ideal for use in deviated wells, increasing the tubing lifespan. They are also run in the well with conventional tubing tongs as they don't require any special tool or rig, in contrast with other solutions to rod-tubing wear problems.

Tenaris has also developed a Premium Connection rod that given its diametrical interference increases the connection torque capacity and reduces the tendency to get loosen during a backspin effect. In conclusion, they also increase the PCP system reliability.

колонны обычно короткий, особенно отклоненных скважин. Существует несколько способов увеличения срока службы колонны; один из наиболее распространенных - использование направляющих центраторов, хотя это и не самое лучшее решение. Как было сказано ранее, гладкопроходное соединение распределяет износ колонны по насосной штанге, вследствие чего дает большие преимущества. По нашему мнению, это является наилучшей альтернативой, так как количество элементов в скважине уменьшается и так как это позволяет увеличить срок службы колонны и штанги.

Расскажите о новейших технологических разработках, применяемых в винтовых насосах кавитационного типа?

Евгений Чашин: Новые эластомеры могут использоваться при более высоких температурах и

показателях API, эксклюзивная тормозная система для недопущения повреждения наголовника для забивки обсадных труб вследствие обратного вращения. Теперь мы можем предложить клиентам нашу новую разработку – экологически приемлемую систему уплотнения и новый датчик высоких температур для мониторинга данных о давлении на входе в забойный насос и на выходе из насоса, а также о температуре двигателя.

Кертис Хейде: NOV является разработчиком запатентованной системы No Go Tag™, которая позволяет сократить количество вспомогательных устройств на уровне до всасывающего отверстия, что обеспечивает свободную проходимость потока во входной канал насоса, доступ через насосно-компрессионные трубы и защищает эластомер при работе змеевика-поглотителя.

Разработкой NOV также является запатентованная система Insert PCP, обеспечивающая работу и извлечение винтовых насосов кавитационного типа на колонне насосных штанг в системе насосно-компрессионных труб. Запатентованная система NOV также позволяет измерять давление в системе насосно-компрессионных труб в процессе установки и извлечения.

Франциско Диаз Телли: Компания Tenaris производит насосные штанги и работает в направлении увеличения надежности и эксплуатационной производительности систем с винтовыми насосами кавитационного типа. В рамках этой работы стало понятно, что традиционные насосные штанги были созданы много лет назад, когда винтовые насосы кавитационного типа не использовались в нефтяной промышленности, и, поэтому они представляют несколько ограничений, которые снижают надежность системы винтового насоса кавитационного типа. Чтобы решить эту проблему компания Tenaris разработала серию полых насосных штанг с соединением приложения момента затяжки с максимальным крутящимся моментом и пониженной эластичностью (снижение эффекта подкрутки и прерывистого трения). Их гладкопроходные и почти гладкопроходные соединения обеспечивают идеальное применение для отклоненных скважин, увеличивая срок службы колонн. Кроме того они также используются в скважине с традиционными трубными ключами и, поэтому, не требуют специальных инструментов или буровой установки, как другие решения проблем износа штанги и колонны. Tenaris также разработали исключительную соединительную штангу, которая благодаря диаметральному контакту, увеличивает максимальный крутящий момент соединения и уменьшает тенденцию расслабления во время эффекта подкрутки, в результате чего повышается надежность системы винтового насоса кавитационного типа.

Evgeny Chashin,

Director of Marketing, Production
Baker Hughes, Russia Caspian Region

Evgeny Chashin graduated from Moscow State University in 2001 and joined Baker Hughes in 2003. Over the years he has held various domestic and international positions in sales, operations, manufacturing and marketing with primary focus on oil production solutions including artificial lift and production chemicals.

Curtis Heide,

Applications Engineering Manager,
NOVMonflo

Curtis Heide is a Professional Engineer registered with the Association of Professional Engineers, Geologists, and Geophysicists of Alberta, Canada (APEGGA). He holds a Computer Aided Design and Manufacturing Diploma from Kelsey (Saskatchewan Institute of Applied Science and Technology) as well as a Bachelor of Mechanical Engineering Degree from Lakehead University. In 2009, he joined NOVMonflo in the Engineering and Design department. As the Applications Engineering Manager, he brings his experience and perspective to NOV's global customers on issues relating to production, optimization, operations, and design when addressing the high demands placed on the Artificial Lift Systems (ALS) of today's heavy oil reservoirs.

Francisco Diaz Telli

Tenaris Sucker Rod
International Technical Sales

Francisco Diaz Telli earned an industrial engineering degree from the Universidad Nacional de Cuyo, Argentina, and a mechanical specialization from the ENISE, France. He also received an MBA degree at the IAE - Universidad Austral, Argentina. Mr. Diaz Telli has been developing technical assistance with customers for more than 7 years and is part of the Tenaris's Sucker Rods Technical Sales team.

Евгений Чашин

Директор по маркетингу и производству
Baker Hughes, Россия, Каспийский регион

В 2001 году Евгений Чашин закончил МГУ и с 2003 года является сотрудником Baker Hughes. В прошедшие годы он занимал различные должности в головном и международных офисах компании, работая в отделе сбыта, эксплуатации, производства и маркетинга. Основными направлениями его деятельности являются решения для добычи нефти, включая механизированную эксплуатацию и используемые при добыче реагенты.

Кертис Хейде

менеджер по прикладному инжинирингу,
компания NOVMonflo

Кертис Хейде (Curtis Heide), дипломированный инженер, член Ассоциации дипломированных инженеров, геологов и геофизиков провинции Альберта (APEGGA), Канада. Окончил Саскачеванский институт прикладных наук и технологий с дипломом по автоматизированному проектированию и производству, а также Университет Лейкхеда со степенью бакалавра машиностроения. В 2009 году Хейде пришел в компанию NOVMonflo в отдел разработок и проектирования. Работая в должности менеджера по прикладному инжинирингу, он использует свои знания и опыт, чтобы помогать заказчикам NOV со всего мира решать задачи, связанные с проектированием, производством, оптимизацией и эксплуатацией систем механизированной добычи, применяющихся в разработке современных нефтяных месторождений и к которым предъявляются высокие требования.

Франциско Диаз Телли

Техническая поддержка от компании Tenaris Sucker Rod
по штанговым насосам по всему миру

Франциско Диаз Телли закончил технологический факультет университета Nacional de Cuyo в Аргентине и прошел специализацию инженера-механика в ENISE во Франции. Он также получил степень магистра в университете IAE - Universidad Austral в Аргентине. Господин Диаз Телли имеет свыше 7 лет опыта работы по оказанию технической помощи заказчикам и фактически является руководителем подразделения компании Tenaris по оказанию технической поддержки по штанговым насосам по всему миру.