Интервью журналу ROGTEC Грега Шнайдера, Вице-президента компании Centrilift (подразделение Baker Hughes) по Европе, Африке, России и Прикаспийскому региону, посвященное региональному рынку ЭЦН.

ROGTEC talks to Greg Schneider, Vice President, Europe, Africa, Russia and Caspian Region (EARC) for Baker Hughes Centrilift about the ESP market in Russia and the Caspian.

1 Ранний опыт применения ЭЦН в нефтегазовой отрасли выявил определенные проблемы, включавшие высокую стоимость, низкую надежность и короткий межремонтный период. Какие ключевые улучшения были достигнуты за последние годы, которые позволили преодолеть эти проблемы?

Благодаря ускорению процесса разработки и проектирования ЭЦН в компании Centrilift обеспечивается постоянная доработка и усовершенствование основных элементов оборудования ЭЦН с применением новых методов моделирования и разработки, новых материалов и технологий производства. Такой процесс позволяет создавать новые, более эффективно работающие секции насосов, более надежные и долговечные конструкции уплотнений и двигателей, а также практически исключить отказы кабельных систем. Все это способствовало тому, что насосы ЭЦН стали работать значительно более надежно, чем 10 лет назад.

2 Какое количество ЭЦН эксплуатируется в настоящее время в России? И с какими еще проблемами приходится сталкиваться в процессе решения проблемы увеличения длительности межремонтного периода?

Общее число скважин в России, добыча из которых ведется с использованием ЭЦН, составляет 60 000. В процессе эксплуатации ЭЦН в российских скважинах приходится сталкиваться с несколькими основными проблемами:

- Высокое содержание абразивных частиц (интенсивный отбор в скважинах с ЭЦН создает дополнительный потенциал увеличения содержания твердой фазы в жидкости)
- Отложения на стенках
- Высокое содержание газа
- Высокий уровень температуры на забое скважин в некоторых нефтегазодобывающих провинциях
- Качество источника питания

2б Каким является этот показатель для других нефтедобывающих регионов мира и чем вызвано различие в этих показателях?

Поскольку технология ЭЦН является одним из способов механизированной добычи, используемого главным образом, на месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки, большинство проблем сходны с вышеописанными. При высокозатратных работах по

1 Historically, ESP's have had some problems within the O&G sector due to their high cost, reliability issues and run time. What key improvements have been made in recent years to overcome these problems?

At Centrilift an ever accelerating product development cycle results in continuous re-engineering of the primary ESP equipment components, with introduction of new modelling and development methods, new materials and manufacturing technologies. This process allows us to introduce new, more efficient pump sections, more robust seal and motor designs and practically eliminate failures of the cabling systems. As a result, the reliability of ESP systems has increased dramatically, compared to even ten years ago.

2 How many ESP's are in use in Russia, and are there different problems faced when looking at issues such as run time?

The total number of ESP-assisted wells in Russia is estimated at 60,000. There are several primary issues for ESP production in Russia, including:

- High abrasive content (aggressive production and most of the ESP wells are fraced, which poses additional potential for solids in the fluids)
- Scale
- High gas content
- High bottomhole temperature in some oil producing provinces
- Power supply quality

2b How does this compare with other oil producing parts of the world and why?

Since ESP technology is an artificial lift method primarily used in "brown" fields, most of the problems are similar to those described above. In high cost intervention well scenarios, like offshore and subsea, most customers implement sand control measures that offset the solids production issues. The problem of reservoir data uncertainty drives application engineering efforts that are balancing the overall system design, data uncertainty and ESP run life.

3a Is there a large potential market for foreign made ESP's in Russia, alongside those manufactured domestically?

The main differentiator between Russian and foreign made ESPs is the available ESP ranges, quality and various aspects of proprietary technology that impact run life. Taking into account that the production style in Russia is becoming

установке насосных систем на морских скважинах или скважинах с подводным устьем, большинство операторов принимают соответствующие меры для снижения поступления в скважинную жидкость песка, решая, таким образом, эту проблему. Проблема отсутствия точной информации о характеристиках коллектора заставляет инженеров-проектировщиков прилагать дополнительные усилия для выбора конфигураций насосных систем, которые позволят компенсировать недостаток информации о коллекторских свойствах и обеспечить высокую долговечность систем ЭЦН.

3а Существует ли в России большой потенциальный рынок для ЭЦН западного производства, наряду с отечественными центробежными насосами?

Основные различия между системами ЭЦН российского и зарубежного производства включают диапазон выпускаемой номенклатуры насосов, их качество, а также различные аспекты примененных патентованных технологий, способствующих увеличению надежности и долговечности ЭЦН. Учитывая тот факт, что из года в год стиль добычи на все увеличивающемся количестве истощающихся российских месторождениях становится еще более агрессивным, по мнению экспертов, потребность в системах ЭЦН западного производства здесь будет оставаться по прежнему высокой.

3б Каков рынок для ЭЦН в прикаспийском регионе?

Каспийский рынок ЭЦН растет из года в год. Задача повышения уровня добычи будет способствовать ускорению перевода скважин на ЭЦН с таких методов механизированной добычи, как газлифт, винтовые и глубинные штанговые насосы. Западные технологии ЭЦН востребованы в Каспийском регионе также благодаря присутствию здесь западных нефтедобывающих компаний, являющихся операторами крупных проектов, а также сложным условиям работы и необходимости достижения запланированных уровней добычи на разрабатываемых месторождениях.

3в Какие изменения будут происходить на этом рынке в ближайшие 5-10 лет?

Как полагают эксперты компании Centrilift, будет продолжаться нынешняя тенденция рынка к переходу от простых поставок насосных систем к модели полномасштабного сервиса, которая прежде использовалась только на Западе. Бизнес модель полномасштабного сервиса включает предоставление оборудования, а также обслуживание и ремонт оборудования в поле, разработку конфигураций и программ применения систем ЭЦН.

4 Какими, по вашему мнению, являются основные преимущества применения ЭЦН по сравнению с другими способами механизированной добычи в России и прикаспийском регионе?

Технология ЭЦН остается наиболее эффективным способом механизированной добычи, обеспечивая

more and more aggressive year on year in a growing number of aging fields, we believe that the demand for foreign ESP systems in Russia will continue to remain high.

3b And for the Caspian?

The Caspian ESP market is growing year on year. Production growth targets are going to continue to accelerate switching the form of artificial lift from gas lift, PCP and rod pumps to ESP systems. The presence of western oil operators in the Caspian region, coupled with harsh environments and production targets, require western ESP technology.

3c How do you see this changing over the next 5 to 10 years?

Centrilift expects the current market tendency of changing from strictly equipment supply to a full service model, which previously only existed in the West, will continue. The full service business model includes provision of equipment, field service, repairs, application and engineering support.

4 What do you see as the main benefits of using ESP's, as opposed to other forms of artificial lift, in the region?

ESP technology remains the most efficient form of artificial lift, requiring less energy to produce a ton of reservoir fluid to surface. Use of water injection in the Russian oil industry as the main oil recovery method results in the vast majority of wells having high watercuts and extended well life expectancy. This fact makes the wells ideal candidates for ESP technology, which is capable of decreasing the flowing bottomhole pressure to the lowest levels when compared to other forms of artificial lift while delivering significant volumes of reservoir fluids with maximum overall system efficiency.

5 ESP's are often used in conjunction with the "e-field" concept. What is the level of implementation of "e-fields" in Russia?

The e-field concept is in its infancy in Russia. Major oil companies, together with Western ESP suppliers, have started incorporating their worldwide experience in field monitoring and automation on pilot projects. The level of investment into the "e-field" concept currently is relatively small, but these pilots will result in building valuable experience that can be rolled out on a larger scale. The E-field concept looks very promising for the Russian oilfield industry with its high ESP well population.

6 In your opinion, what would be the best way to handle sand laden fluids in order to maximise cost effectiveness?

In ideal situations, the sand remains downhole through use of sand control technologies. However, we understand that there are a great number of the old wells that cannot justify major investment programs to prevent solids production. In this case, use of the current abrasion resistant technologies, including stage coatings and bearings, remains the most commonly used method for handling solids in a variety of applications around the world. Perceived higher investment in deployment of such systems is more than justified when the overall economic value of such technology implementation is considered. Centrilift

наименьший удельный расход энергии на тонну добываемой пластовой жидкости. Закачка воды в пласт, применявшаяся российской нефтедобывающей отраслью как один из основных способов добычи нефти, привела к значительному обводнению продукции большого числа скважин и увеличению ожидаемых сроков эксплуатации скважин. Эти факты говорят о том, что такие скважины являются идеальными кандидатами для применения технологии ЭЦН, которая обеспечивает хороший уровень добычи с максимальной общей эффективностью системы ЭЦН при снижении давления на забое до минимального уровня, по сравнению с другими способами механизированной добычи.

5 ЭЦН часто применяются с так называемой "технологией электрического поля". Каков уровень применения этой технологии с ЭЦН в России?

Технология электрического поля только начинает применяться в России. Крупные нефтедобывающие компании в сотрудничестве с западными поставщиками ЭЦН приступили к внедрению полученного ими в других регионах мира опыта контроля в процессе эксплуатации и автоматизации процесса добычи на своих пилотных проектах. Уровень инвестиций в "технологию электрического поля" в настоящее время относительно невелик, однако осуществляемые сейчас пилотные проекты с применением этой технологии позволят накопить значительный ценный опыт, который в дальнейшем может быть использован при реализации крупных проектов. Данная технология является весьма и весьма перспективной для нефтедобывающей отрасли в России, отличающейся большим числом скважин, работающих на ЭЦН.

6 Какой, по вашему мнению, способ удаления песка из продукции скважины является лучшим и обеспечивающим максимальную экономическую эффективность?

В идеальном случае, песок остается в скважине благодаря применению специальных технологий удаления песка. Однако, как мы знаем, существует большое число старых скважин, внедрение в которых таких технологий для предотвращения попадания песка в продукцию скважин является неоправданным с экономической точки зрения. В этом случае, в самых различных условиях во многих регионах мира наиболее часто используются технологии повышения абразивной устойчивости систем ЭЦН, включая абразивоустойчивые покрытия ступеней насоса и подшипников. Увеличение затрат из-за необходимости применения таких систем более чем оправдано, принимая во внимание общее экономическое значение внедрения таких технологий. Компания Centrilift прилагает значительные усилия в области исследования и разработки новых конструкций секций ЭЦН, способных работать в условиях средней и высокой абразивности, а также разработки и внедрения патентованных защитных покрытий насосов, обеспечивающих многократное уменьшение износа, вызываемого воздействием жидкостей с большим содержанием песка.

has dedicated considerable research and development efforts to design pump stages capable of handling mild to extreme abrasive conditions as well as a proprietary pump coating that dramatically reduces wear from abrasive laden fluids.

7 What would be your recommendations for handling free gas, considering both completions and vendor equipment?

This issue is considered in the situational context as part of the system design approach. A lot depends on the field development system design. The elements include filed conditions, downhole completion, topside interface, overall field infrastructure, control and monitoring system, etc. Operators can either attempt to handle the free gas through the pump or separate the gas prior to the fluid entering the pump. Centrilift research and development engineers have developed technologies specific to handling free gas in the fluids. The first line of defense to handle free gas is the Centrilift Centurion™ pump line; however, when free gas concentrations reach a certain point, specific gas handling pump designs are required. Centrilift's multi-phase fluid pump design, or MVP™, is gaining broad acceptance as an important technology for gas handling. The unique MVP pump design can continually operate while producing substantial lift in fluid conditions exceeding 70% free gas and can be used as a charge pump or as a stand alone pump configuration. When free gas content exceeds the capabilities of even gas handling pump designs, then gas separation is required to lower the free gas content entering the pump. Completion scheme can include ESP shroud configurations, the Centrilift patented recirculation system design, or Centrilift pioneered development of gas separators for ESP systems and in 2005 introduced a completely redesigned gas separator that expands the application range of ESPs in high gas environments via higher separation efficiencies at higher production rates.

8 Given the different operating environments in Russia and the Caspian, through what bottomhole temperature ranges will ESP's operate?

Modern ESP systems can be used in a wide range of bottomhole temperatures with some specialized equipment being utilised in the environments with BHT up to 200°C. Further technology research and development activities are currently targeting bottomhole temperatures up to 250°C. Standard equipment with minor modifications can generally be applied up to 162°C.

9a How does tapering benefit the ESP system?

Tapering the pump has been the standard method used in the ESP industry to efficiently increase system gas has handling capabilities over last thirty years, primarily before the introduction of downhole gas separators. The ability of ESP stages to handle gas without gas-locking in general follows Turpin's empirical correlation. In general, higher flow rate stages can handle more gas. As the fluid progresses up the pump, its volume is reduced with an increase in pressure. As such, introduction of the higher flow rate stages at the bottom of the pump section allows the pump to continue producing, even at higher gas into pump values than Turpin's prediction.

7 Какие рекомендации вы можете дать по решению проблемы поступления свободного газа с точки зрения оптимизации способов заканчивания и конструкции насосного оборудования?

Этот вопрос рассматривается в ситуационном контексте как один из элементов подхода к проектированию систем. Многое здесь зависит от возможности использования информации о ряде важных элементов. Данные элементы включают условия эксплуатации, тип заканчивания, вид соединительного интерфейса на устье, общую инфраструктуру на месторождении, использование систем контроля в процессе эксплуатации и т.п. Операторы могут попытаться эксплуатировать системы ЭЦН с проходящим через них свободным газом, либо отделять газ перед поступлением жидкости в насос. Специалисты по исследованиям и разработке в компании Centrilift создали специальные технологии для эксплуатации ЭЦН в условиях загазованных жидкостей. Первой линией обороны при эксплуатации насосов в условиях наличия газа является патентованная нагнетательная линия насоса Centurion™. Однако когда концентрация свободного газа достигает определенного уровня необходимы специальные конструкции насосов. Патентованная разработка Centrilift's - MVP™ - многофазный жидкостной насос приобретает все более широкую популярность в качестве важной технологии, позволяющей вести добычу в условиях повышенного содержания газа в скважинной продукции. Уникальная конструкция насоса MVP обеспечивает его длительную бесперебойную работу с высокой производительностью в условиях, когда содержание свободного газа в добываемой жидкости превышает 70% и позволяет использовать его в качестве питающего насоса, либо как автономный насос. Если же содержание свободного газа в скважинной жидкости превышает даже возможности насосной системы этой конструкции, необходимо использование процесса газосепарации для снижения концентрации свободного газа в поступающей в насос жидкости. Схема заканчивания может включать ЭЦН с защитным кожухом, разработанную специалистами Centrilift конструкцию системы рециркуляции, либо созданные Centrilift системы газосепарации. В 2005 г. компания представила полностью переработанную конструкцию газосепаратора, позволяющую расширить область применения ЭЦН в скважинах с большим содержанием газа в жидкости за счет более эффективной сепарации при высоких уровнях отбора жидкости.

8 Учитывая различие условий эксплуатации в России и прикаспийском регионе, в каких диапазонах внутрискважинных температур могут работать установки ЭЦН?

Современные системы ЭЦН способны эффективно работать в широком диапазоне забойных температур. При их эксплуатации в условиях забойных температур свыше 200°C применяется специальное оборудование. Проводимые в настоящее время исследования и разработки направлены на создание технологий, обеспечивающих работу ЭЦН при забойных температурах до 250°C. Стандартные системы ЭЦН с небольшими

Эффективные решения для любых операций

Специализированные системы управления трубопроводами и производственными предприятиями

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

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

MSi
Multiphase Solutions, Inc.
A WOOD GROUP COMPANY

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

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

конструктивными модификациями, как правило, могут эксплуатироваться при температурах до 162°C.

9a Каким образом конусность способствует повышению эффективности ЭЦН?

Использование ЭЦН конусной конструкции являлось стандартным для отрасли в течение последних тридцати лет, в основном до внедрения внутрискважинных газовых сепараторов, и обеспечивало эффективность работы насоса в условиях высокого содержания газа в добываемой жидкости. Способность ступеней ЭЦН работать в газированной среде без их блокировки в результате поступления большого количества газа в общем соответствует эмпирической корреляции Торпина. Обычно, ступени насоса с более высокой производительностью обеспечивают более эффективную работу при отборе сильно газированной жидкости. По мере перемещения жидкости вверх внутри насоса, ее объем уменьшается, а давление растет. По существу, применение более производительных ступеней в нижней части насоса обеспечивает его нормальную работу даже при уровнях поступления газа в насос, превышающих прогнозное значение Торпина. Кроме того, при больших перепадах объемов жидкости на приеме и подаче, применение конусной конструкции позволяет специалисту, выбирающему конфигурацию насоса, обеспечить работу всех ступеней насоса в пределах эксплуатационных параметров. Например, по мере прохождения жидкости через первый комплект ступеней и уменьшения ее объема, может применяться второй комплект ступеней с меньшим объемом, если объем жидкости приближается к минимальному рекомендуемому значению для первого комплекта ступеней. В настоящее время некоторые конструкции серийно изготавливаемых насосов имеют до четырех комплектов ступеней с различным коэффициентом объемной скорости движения жидкости.

В последние годы велась разработка специальных ступеней, позволяющих эффективно работать при высоком содержании газа в отбираемых жидкостях, включая патентованную конструкцию NPSH и технологию многофазного жидкостного насоса MVP компании Centrilift, которые могут успешно применяться вместо стандартных систем конусной конструкции. Применение этих технологий обеспечивает существенное повышение эффективности работы ЭЦН при высокой концентрации свободного газа в жидкости на приеме насоса, без необходимости СПО, способствуя, таким образом, оптимизации работы ЭЦН и увеличению уровня добычи на месторождениях.

9б Возможно ли применение конусной конструкции насоса, учитывая высокую эффективность работы центробежных и вихревых газосепараторов?

ЭЦН с конусной конфигурацией могут успешно применяться в ситуациях, когда отбор жидкости через затруб и, следовательно, использование газосепаратора невозможно. Примерами таких ситуаций являются использование пакерных систем, отбор из нескольких продуктивных зон, или необходимость выполнения

Additionally, with large volume changes between the intake and discharge, tapering allows the application designer to keep all pump stages within the recommended operating range. For example, as the fluid transitions the first set of stages and its volume is reduced, a second set of lower volume stages can be used when the volume approaches the minimum recommended volume of the first set. Pumps have been built with as many as four sets of different volumetric flow stages.

Recent years have seen development of special gas handling stages, such Centrilift's, NPSH tapered pump design and the MVP multi-phase fluid pump technology, that can be successfully used instead of traditional tapered systems. Use of these technologies significantly improves the ability of the ESP to handle free gas at the pump intake without tripping, thus improving ESP utilisation and field production.

9b Is there a place for tapered pump designs considering the high separation efficiency from centrifugal and vortex gas separators?

Tapered pumps can be successfully used in situations where annular production and, hence, the use of a gas separator is not possible. Examples of these situations are the use of packer systems, multi-zonal production or in-well production/ injection scenarios. Most offshore wells in Europe, Africa and the United States are equipped with annular isolation systems based on HSE considerations, which prevent use of gas separation technology in its common form.The most successful ESP installations in high free gas content wells combine both high efficiency separation and tapered technologies to achieve maximum production flexibility to improve the value of the installation.

10 With the availability of new seal materials, how detrimental are start/stops to the life of modern ESP's?

Generally, one sees very little relation between seal design, the number of starts and stops, and ESP run life. For multiple starts and stops, the seal section only has to compensate for the motor oil volume change due to the change from ambient downhole temperature to the ESP operating temperature and the start-up lubrication of the seal thrust bearing system. Typically, the motor oil volume change is a minor or non-issue, while the thrust bearing start-up can be addressed with existing thrust bearing materials.

There are several factors that affect ESP run life, and the overall number of start/stops is traditionally viewed as a negative factor. The repeated start/stops result in additional electrical stresses on the downhole system, which weakens system integrity over time and reduces life expectancy of the ESP system. The impact of frequent start/stops on system run life has been reduced with the introduction of new materials and technologies; however, it still remains the issue. Our experience shows that reduction of start/stops positively affects ESP run life and improves overall field production and system efficiency.

11 In your opinion, what percentage of failures are caused by handling and installation problems?

In our experience, around 25% of all ESP failures are caused

различных операций в скважине. На большинстве морских скважин в Европе, Африке и США установлены системы изоляции затруба в соответствии с требованиями техники безопасности, что препятствует использованию технологии газосепарации в ее стандартной форме. Наиболее успешно работающие установки в скважинах с высокой концентрацией свободного газа в жидкости сочетают как высокоэффективную сепарацию, так и конусную конструкцию системы ЭЦН для обеспечения максимальной гибкости при эксплуатации и повышения эффективности работы установки.

10 Учитывая использование новых уплотняющих материалов, насколько пагубным для ЭЦН современных конструкций оказываются моменты пуска и остановки в плане снижения их фактического эксплуатационного срока?

Обычно многие не видят взаимосвязи между конструкцией уплотнений, числом пусков и остановок насоса и его долговечностью. При неоднократных запусках и остановках ЭЦН, уплотняющая секция должна только компенсировать изменение объема моторного масла из-за изменения температуры среды в скважине до рабочей температуры ЭЦН и начала подачи смазки уплотнительного узла упорного подшипника. Обычно изменение объема моторного масла незначительно и не вызывает проблем, а проблему, возникающую при запуске упорного подшипника, можно решить применением соответствующих материалов для подшипникового узла.

Существует несколько факторов, влияющих на срок службы ЭЦН, и общее число запусков и остановок традиционно считается одним из негативных факторов. Повторные включения и выключения насоса приводят к дополнительным электрическим нагрузкам на внутрискважинную систему, что со временем негативно отражается на ее работоспособности и снижает ее ожидаемый срок службы. Негативное влияние частых пусков и остановок на долговечность системы ЭЦН уменьшается благодаря внедрению новых материалов и технологий. Однако, оно все еще представляет проблему. Наш опыт показывает, что снижение числа запусков и остановок положительно сказывается на сроке службы ЭЦН, а также обеспечивает повышение общей эффективности эксплуатации этих систем и уровня добычи.

11 Какой, по вашему мнению, процент аварий вызван проблемами, возникшими в процессе транспортировки и монтажа систем центробежных насосов?

Из нашего опыта, примерно 25% от общего числа отказов ЭЦН вызвано сочетанием проблем, относящихся к обслуживанию и ремонту, а также к эксплуатации ЭЦН. Компания Centrilift прилагает все усилия для сведения этих проблем к минимуму за счет постоянного обучения и использования высококвалифицированного полевого персонала по обслуживанию и ремонту систем. Мы рассматриваем качественное обслуживание и ремонт систем ЭЦН в качестве важного фактора, который

by a combination of field service and ESP operator related problems. Centrilift works to minimize these concerns by training and retaining highly qualified field service technicians. We consider field service to be a critical factor in not only enhancing Centrilift's business but that of our customers.

11b How Are installation crews obtained and how are they trained?

All Centrilift field service personnel undergo a rigorous training program that provides required skill sets necessary for superior installation and service. Filed service training includes ESP applications, details of ESP systems, field service installation methods, cable school, surface control system technology and applications, practical training at the wellsite, just to name a few. The training program provides detailed written reference documents for field service technicians and encompasses continuous certification as well as final examination steps. Existing field service personnel undertake periodic re-fresher courses in accordance with their grades. Centrilift has both regional and corporate training facilities aimed at constantly improving field service capabilities.

11c Are installation problems still occurring and why?

Any area that involves human interface has the potential for error. However, human related problems are also easier to fix through a focused training program as well as addressing employee motivation and participation issues. In many instances, the mistakes that occur are also linked to specific situational context, time availability, etc.

12 What would be the maximum failure rate you would expect, in mild conditions, pumping roughly 2000bpd of oil and water from 8000 feet at 200F?

Under the indicated mild conditions of operation we would expect run life in the 3-4 year range or more, provided all systemic issues are addressed prior to installation and suitable training is provided to relevant personnel. Based on our worldwide experience, common goal alignment between the ESP provider and the customer is another factor in delivering extended ESP reliability.

Greg Schneider
Vice President -
Europe, Africa, Russia and the Caspian Region for Baker Hughes Centrilift

способствует развитию не только бизнеса компании Centrilift, но также и наших заказчиков.

11б Каким образом комплектуются бригады по монтажу и спуску ЭЦН, и как проводится их обучение?

Весь полевой технический персонал компании проходит обучение по тщательно разработанной программе, что помогает обеспечить необходимый набор профессиональных качеств, требующихся для качественного монтажа, спуска и обслуживания систем ЭЦН. Обучение по программе техобслуживания включает курс по применению ЭЦН в различных условиях эксплуатации, детальное изучение работы насосных систем, различных методик монтажа и спуска, работы с кабелем питания, технологии систем наземного контроля, а также практические занятия на действующих скважинах. Программа обучения предусматривает обеспечение полевого обслуживающего технического персонала различными необходимыми руководствами и справочными пособиями, а также предусматривает их периодическую аттестацию и проверку знаний. Полевой технический персонал регулярно посещает курсы повышения квалификации в соответствии со своей специализацией. Компания Centrilift имеет корпоративные и региональные учебные базы, целью работы которых является постоянное повышение качества знаний и навыков обслуживающего персонала.

11в Возникают ли проблемы в процессе монтажа и спуска ЭЦН, и какие именно?

Любой вид деятельности с участием человеческого фактора несет в себе потенциал ошибочных действий. Однако человеческий фактор может быть легко устранен за счет внедрения тщательно разработанной, продуманной и эффективной программы обучения, а также правильной мотивации персонала. Во многих случаях, произошедшие ошибки были связаны с конкретным ситуационным контекстом, имеющимся запасом времени и т.п.

12 Какую частоту отказов можно ожидать при эксплуатации ЭЦН в условиях умеренной нагрузки с производительностью примерно 320 м^3 жидкости в сутки с глубины 2440 м при температуре около 90°C?

В указанных условиях эксплуатации без экстремальных нагрузок, ожидаемый срок эксплуатации ЭЦН, по нашему мнению, составит 3-4 года или даже более, при условии решения всех системных вопросов перед установкой насоса, и соответствующего обучения операторов и другого задействованного персонала. Как показывает наш опыт, обеспечению высокой надежности и долговечности систем ЭЦН также способствует такой фактор, как тесное сотрудничество поставщика и заказчика насосных установок для реализации общей единой цели.

Грегу Шнайдеру
Вице-президент
Европа, Африка, Россия и Прикаспийский регион

Грегу Шнайдеру, 42 года и он является Вице-президентом Centrilift по Европе, Африке, России и Прикаспийскому региону. После получения в 1987 г. диплома Бакалавра по бухгалтерскому учету Техасского университета управления (Texas A&M University) Шнайдер занимал различные должности, связанные финансовым руководством, в бухгалтерских фирмах, а также в нефтегазовых компаниях. В 1992 г. он пришел в Centrilift в качестве финансового управляющего подразделения в районе Скалистых гор (Rocky Mountains) в США.

С 1993 г. он занимается производством, после своего назначения Генеральным Менеджером нового подразделения компании, приобретенного у другой фирмы. В 1996 г. был назначен на должность регионального менеджера по району средней части американского континента, и год спустя переехал в Кито, Эквадор в качестве Управляющего подразделением компании в этой стране. Шнайдер достиг заметного успеха в развитии бизнеса компании в Эквадоре, установив тесные партнерские отношения с несколькими крупными заказчиками. In 2001 he was named Region Manager for western Latin America. He moved to Scotland in 2003 as Region Manager for Europe and Africa, a position he held until being appointed Vice President of EARC.

Greg Schneider, 42, is Vice President, Europe, Africa, Russia and Caspian Region (EARC) for Centrilift. Following his graduation in 1987 from Texas A&M University with a Bachelors Degree in accounting, Schneider held various financial management positions with accounting and then oil industry firms. He joined Centrilift in 1992 as Finance Manager for the Rocky Mountain Region in the United States.

Schneider's move into operations came in 1993 when he was named General Manager of a newly acquired business entity. In 1996 he was appointed Mid-Continent District Manager, and one year later moved to Quito, Ecuador, as Country Manager. Schneider was successful in dramatically growing the Ecuador business through several large alliances with key customers. In 2001 he was named Region Manager for western Latin America. He moved to Scotland in 2003 as Region Manager for Europe and Africa, a position he held until being appointed Vice President of EARC