

Брифинг за круглым столом на тему технологии многофазных систем

Multiphase Roundtable Discussion

ROGTEC публикует серию обсуждений за круглым столом, посвященных новым технологиям. В этом номере публикуются мнения представителей некоторых ведущих производителей и операторов многофазных насосов, ведущих свою деятельность в России и других странах СНГ, высказанные ими во время обсуждения преимуществ использования данной технологии в этих регионах.

As part of a series of technology focussed roundtable discussions, we would like to introduce representatives from some of the leading multiphase pump manufacturers and installers active in Russia and the CIS, who discuss the benefits that this technology is bringing to the market.



Дитрих Мюллер-Линк
Dietrich Muller-Link
Bornemann



Геп Гезинк
Gep Geesink
Rosscor



Жак де Сали
Jacques de Salis
Sulzer



Камран Мирза
Kamran Mirza
Seepex



Стюарт Л. Скотт
Stuart L. Scott
Texas A&M University

1. Исходя из вашего мирового опыта поставки многофазного насосного оборудования, какого рода применения выиграли благодаря выбору именно технологии многофазной добычи?

ГТ: На всех технологических объектах нефти и газа, где мы применяли системы многофазного насосного оборудования двухшнекового типа для сбора продукта с промысловых кустов, были получены отличные результаты. В основном, это было внедрение новой инфраструктуры в существующие нефтепромыслы. Кроме того, благодаря внедрению технологии многофазного насосного оборудования и относительно ограниченному уровню инвестирования во многом выиграли и те проекты, где был наложен запрет на сжигание газа.

КМ: Самым большим преимуществом использования поступательных винтовых многофазных насосов было увеличение добычи флюида на старых месторождениях. Снижение устьевого давления способствовало значительному увеличению дебита скважин. Еще одним ярким преимуществом являлась возможность работы этого типа насоса в среде с высоким содержанием песка. Нагнетательные винтовые насосы благодаря линии с положительным уплотнением между ротором и статором менее подвержены воздействию твердых примесей, в отличие от других типов насосов.

ДМЛ: Повышение добычи связанное с депрессией на скважине является наиболее традиционным и выгодным способом применения многофазного насосного оборудования (МФН). Кроме того, были достигнуты большие результаты на стареющих или уже развитых месторождениях (заключительный этап эксплуатации). Обычно, на таких месторождениях существует проблема высокого противодавления, создаваемая наземными выкидными линиями. Также стоит упомянуть компримирование влажного газа, со всей его проблематикой: улавливание паров в заколонном пространстве, а также разгрузку газовых скважин с высоким водопроявлением, показали применимость и экономическую разумность этой технологии. Сказанное относится к наземным объектам, верхним строениям, а также подводным установкам.

ЖДС: Согласен с приведенными выше комментариями – да, на всех объектах, на которых мы работали, были получены положительные результаты.

1. Based on the Multiphase pumps you have installed around the world, what types of applications have benefited from a multiphase production system approach?

GG: All Oil & Gas applications in which we have applied twin screw multiphase pump systems for tying in production clusters in the field have benefited. In most cases, it has been new infrastructure being integrated in existing oilfields. Also projects in which gas flaring has been prohibited have benefited from the MPP systems, due to the relatively limited investment levels.

КМ: The greatest benefit that the Progressive Cavity Multiphase Pumps have provided has been in increasing fluid production of older fields. The lowering of the wellhead pressure has contributed to significant increases in flow rates. Another distinct advantage that the PC Multiphase Pump has demonstrated is in applications with high sand content. The Progressive Cavity Pump with its positive sealing line between the rotor and stator can handle solids better than other types of pumps.

ДМЛ: Production boosting associated with wellhead pressure draw-down is the most common and beneficial way to use MPP. Additionally, aging or “brown” fields (tail-end production) have benefited significantly. They usually suffer from high back pressure due to the surface flow line system. Also wet gas compression in all its “colours” should be mentioned: vapour recovery from the casing annulus as well as offloading high water-cut gas wells has proven to be feasible and economic. The above goes for onshore, topsides, as well as subsea installations.

ЖДС: All applications we have been involved with have benefited – I agree with the comments above.

2. What types of applications show the most economic potential for a multiphase solution in Russia and the Caspian?

GG: All applications with high GVF. In Many cases, flow line distances in Russia and the Caspian region are rather long with according back pressures, requiring booster units. Especially in the cases where multiphase systems require only a single pipeline, resulting in lower capital investment compared to a double pipe line in the case of conventional solutions with separators and gas compressing equipment. The MPP system allows lower Well head pressures, and as such increases the well in-flow performance,

2. На каких типах объектов в России и на Каспии возможно получение наибольшей экономической выгоды при применении многофазных технологий?

ПГ: На всех объектах с высоким Объемным содержанием газа (ОСГ). Зачастую, протяженность выкидных трубопроводов в России и в каспийском регионе достаточно велика с соответствующими противодавлениями, для чего требуется сооружение дожимных насосных станций. Особенно там, где многофазные системы требуют подведения только одного трубопровода, что в конечном итоге сказывается на более низком объеме инвестиций, чем там, где требуется сооружение сдвоенных трубопроводов, в случае традиционных технологических решений с применением сепараторов и газокomppressorного оборудования. Система многофазного насосного оборудования позволяет вести более низкий режим давления на устье, и, таким образом, увеличивает приточные характеристики скважины, добавляя наличности своим владельцам.

КМ: Большая часть объектов в этих регионах выиграет от применения многофазного оборудования. Поскольку многофазная технология избавляет от необходимости иметь компрессоры и сепараторы, ей присущи низкие капитальные и операционные расходы. В суровых климатических условиях этих регионов многофазное оборудование имеет меньший состав и поэтому требует меньших затрат на техническое обслуживание. Дополнительным преимуществом многофазной системы при экстремально низких температурах является способность снизить количество проблем, связанных с образованием гидрата.

ДМЛ: Прежде всего я бы указал на увеличение добычи и депрессию на скважинах на типовых нефтяных месторождениях, где устьевое давление находится на умеренном или низком уровне. Кроме того, увеличение добычи посредством применения многофазного насосного оборудования гарантирует сбор и транспорт попутного нефтяного газа, исключая его сжигание на факеле.

ЖдС: Стареющие месторождения, изменяющиеся условия скважин и глобальный запрет на сжигание газа ставят новые задачи перед технологией транспорта с помощью многофазного насосного оборудования – проверенной, простой и экономически выгодной технологией, нашедшей свое применение на огромном количестве месторождений нефти за последние 16 лет. Несколько многофазных насосов были смонтированы и запущены в эксплуатацию или будут запущены на объектах в странах СНГ (например, России, Казахстане, Туркменистане).

2 b. Каким образом технология многофазной перекачки поможет данным регионам?

ПГ: Сбор и транспорт ценного газа вместе с жидким продуктом скважин с кустов до объектов переработки для утилизации газа, например выработке энергии или тепла. И все по одной трубе, поэтому нет необходимости вкладывать средства в более сложную инфраструктуру с сепараторами, компрессорными и дожимными, в том числе, насосными жидких углеводородов и сооружением специальных газопроводов. Даже при большой удаленности месторождений, эта технология экономически более целесообразна.

КМ: Сбор и транспорт ценного газа вместе с жидким продуктом скважин с кустов до объектов переработки для утилизации газа, например выработке энергии или тепла. И все по одной трубе, поэтому нет необходимости вкладывать средства в более сложную инфраструктуру с сепараторами, компрессорными и дожимными, в том числе, насосными жидких углеводородов и сооружением специальных газопроводов. Даже при большой удаленности месторождений, эта технология экономически более целесообразна.

ДМЛ: Эта технология гарантирует и обычно поднимает уровень добычи, не требуя промыслового сепарационного оборудования и дополнительных линий-шлейфов там, где они не требуются. Многофазовые насосные системы являются автономными и ►►

resulting in increased cash flow to its owners.

КМ: Most applications in these regions will benefit from the Multiphase option. Since a multiphase system eliminates the need for compressors and separators, there are lower capital and operational costs. With the harsh weather conditions faced in these regions, there are fewer components present and thus require lower costs of maintenance. An added benefit of the Multiphase System in extreme cold conditions is its ability to reduce problems associated with hydrate formation.

ДМЛ: At the forefront I would see production boosting and wellhead pressure draw down in typical oilfields with moderate to low WHP. Aside of this, MP-Boosting assures collection and transportation of the associated gas, avoiding flaring.

ЖдС: Ageing fields, changing well conditions and a global ban of flaring open new challenges to multiphase pumping – a proven, simple and economical technology which has been used on a vast number of oil fields during the past 16 years. Several multiphase pumps have been installed and are in operation or will be commissioned soon in the CIS (e.g. Russia, Kazakhstan, Turkmenistan).

2 b. Why and how will multiphase help these areas?

ГГ: Gathering and transporting valuable gas volumes together with the liquids from the pad clusters to downstream facilities for gas utilization, for example for power generation or heating. All of this through one pipeline, so there is no need to invest in a more complex infrastructure with separators, gas boosters and compressors as well as liquid pumps and special gas lines. This is all even more economical in cases where the fields are more remote.

КМ: A Multiphase System is simpler than a conventional system and requires a single pipeline to move the un-separated fluids as far downstream as needed. The economic advantage of fewer pipelines and equipment will be very significant.

ДМЛ: This assures and usually increases production, avoids field separation and additional gas flow lines, where they are not necessary. Self-contained and remote controlled MP systems will additionally increase production uptime together with a reduced Capex and Opex.

ЖдС: In remote locations multiphase boosting permits the elimination of separators, compressors, individual pumping equipment, heaters, gas flares, tanks and separate flow lines, hence improving production at lower costs. An additional benefit is the reduced environmental impact for onshore installations. The small footprints require only a fraction of the space conventional equipment needs, and the ability to handle gas in a closed system instead of venting and flaring, guarantees low emissions and contributes to the increasing consciousness for our environment. Their ability to pressure boost the well flow to centralized processing facilities and to handle low inlet pressures make multiphase pumps an ideal tool to develop smaller fields. In older fields the oil productions drops and the water cut and GF (Gas Factor) tend to increase. While conventional production technology requires constant modification of the field equipment to cope with the changing process conditions (inlet pressure, increased GF, increased water production), the large operating envelope of multiphase pumps offers continuous operation without technical changes, despite changing well conditions. The reduction of the well head pressure allows the well to keep producing longer.

3. What is the level of understanding and acceptance of multiphase solutions in Russia?

ГГ: The level of understanding as well as the acceptance from our experience can be considered as good; It is increasing due to the proven reliable results from more than 35 Rosscor systems with, in total, over 80 pumps installed in Russia. There remains an important task for communicating the benefits of a full system approach to engineering companies and end-users.

КМ: The Multiphase Systems have been used and several installations have ►►

управляются дистанционно, будут способствовать дополнительному увеличению добычи при безотказной работе и имеют низкий уровень капитальных и операционных затрат.

ЖдС: На удаленных объектах многофазные насосные избавляют от сепараторов, компрессоров, отдельных насосов, печей, факелов для сжигания газа, емкостей и отдельных выкидных линий, следовательно, улучшают показатели добычи за меньшие затраты. Дополнительным преимуществом является сокращение воздействия на окружающую среду в случае наземных установок. Небольшой участок земли, по сравнению с участком необходимым для размещения традиционного оборудования, и способность принимать газ по закрытой системе, вместо его сброса и сжигания, гарантируют низкие уровни выбросов в атмосферу и способствуют повышению нашего сознания в области охраны окружающей среды. Способность дожимать продукт от скважины до центральной установки переработки и справляться с низким входным давлением делают многофазные насосы идеальным инструментом для разработки небольших месторождений. На старых месторождениях уровень добычи нефти падает вместе с повышением водосодержания и газового фактора. В то время как традиционные технологии добычи требуют постоянных изменений промышленного оборудования с учетом изменения технологических условий эксплуатации (входного давления, увеличения газового фактора, увеличения содержания воды), многофазное насосное оборудование, работающее в широком диапазоне режимов, позволяет, несмотря на изменение в условиях работы скважин, вести непрерывную эксплуатацию промысла без внесения технических изменений. Снижение устьевого давления способствует более длительной эксплуатации скважины.

3. Каков уровень понимания и принятия технологии многофазного оборудования в России?

ГГ: Исходя из нашего опыта, уровень понимания, как и принятия, может считаться хорошим. И он повышается, что можно видеть из достоверных результатов работы 35-ти систем Росскор, установленных на объектах в России и включающих, общим числом, 80 насосов. Важным остается задача довести до машиностроительных фирм и конечных пользователей все преимущества полного системного подхода.

КМ: Многофазные системы находят применение в России, где на нескольких объектах они работают уже много лет. Общее принятие хорошее и понимание необходимости в этой технологии в России растет. Однако, как и везде в мире, процесс завоевания доверия конечных пользователей, предпочитающих старую и громоздкую технологию, у многофазной технологии идет медленно.

ДМЛ: Как и в любой другой стране, очень важно добиться понимания и принятия новой технологии всеми заинтересованными лицами на каждом уровне компании, будь то компания, добывающая нефть или газ, или проектный институт. Это оказалось не так просто в такой большой стране со всеми её удаленными территориями. Кроме того, по-прежнему существует языковой барьер. С другой стороны, среди заинтересованных лиц есть те, которые обладают очень хорошими техническими знаниями и имеют свои собственные разработки технологий во многих областях. Насколько я могу судить, уровень понимания хороший. В части принятия еще есть место для улучшения.

ЖдС: Сначала общий комментарий, российским инженерам искренне интересны новые подходы и технологии, при условии их экономической разумности. Всегда нужно смотреть на преимущества многофазной технологии в сравнении с прочими вариантами разработки месторождений, доступных нефтяным компаниям. Многофазное насосное оборудование является одним из инструментов в ящике для инструментов. В некоторых случаях экономически более выгодной может быть традиционная технология (сепараторы) или погружные насосы, но во многих других случаях, особенно в сложных или суровых климатических условиях, использование многофазных насосов и транспортировка продукта

been running for many years in Russia. The overall acceptance has been good and there is a greater awareness in Russia for this option. However, like other parts of the world, the Multiphase solution is slow to win the confidence of end users, who historically prefer to stay with the older and cumbersome conventional technology.

ДМЛ: As in every country it is most critical to achieve understanding and acceptance of new technology with all the concerned people at every company level, whether an oil & gas production company or an engineering institute. This has not been easy in such a big country with all its remote areas. Additionally there is still a language barrier. On the other hand there is a very good engineering background with the concerned people as well as their own technology development in many areas. As far as I can judge, the level of understanding is good. There is space for improvement on the level of acceptance, however.

JdS Firstly a general comment, Russian engineers are genuinely interested by new approaches and new technologies, as it makes economic sense. A multiphase solution always needs to be looked at on its own merits compared to other development options available to the oil company for developing an asset. Multiphase pumping is one of the tools in the tool box. In some cases it may be more economical to develop on a conventional basis (using separators) or downhole pumps, but in many other cases, especially in difficult or hostile environments it does make good sense to use multiphase pumps and boost the well products to a near-by separation plant.

3 b. What is the level of understanding and acceptance of multiphase solutions in the Caspian?

ГГ: Fair to good; increasing due to the proven reliable results. Multiphase systems have been introduced at a later stage in the Caspian compared with Russia, but also there the track record exceeds 5 years.

КМ: The level of understanding and acceptance is growing, but has not gained the foothold that it has in Russia.

ДМЛ: In my opinion the above is similarly valid for the Caspian Region.

ЖдС: There is certainly a good understanding of the benefits of multiphase pumping compared to conventional schemes, especially if the fields are small or marginal (to warrant a full development based on separation). With the gas reutilisation programmes underway to reduce the amount of gas flaring one would probably see a certain growth in the potential applications for multiphase pumping.

4. What steps should be taken to improve understanding and acceptance of multiphase pumping in Russia and the Caspian?

ГГ: It is important to improve and to maintain the level of understanding and acceptance. This can be done by communicating general features as well as specific details of reference projects with reliable applications, with potential users and their engineering institutes. This can be done on various levels, from individual approaches, seminars and publications.

КМ: There is a great need for communicating the benefits of Multiphase Pump Systems to the Exploration and Production companies in both Russia and the Caspian. This will require a two-part approach. First, the individual pump manufacturers should establish a dialogue with the end-users by acquainting them with the unique features and benefits of a Multiphase System. Secondly, forums like the MPUR and experts in the industry from the academia should organize Technical Meetings and Seminars to convince the users with their research and development efforts that are advancing this technology.

ДМЛ: Ongoing education of all people concerned is a must to achieve the necessary level of comfort with this technology and its suppliers.

ЖдС: This is the question of the cost/benefits of the product/service provided. In most cases purchases are made on a competitive tender basis for the equipment cost only. Considerations on the product life cycle cost are often

по трубопроводу до ближайшей сепарационной установки является разумным вариантом.

3 b. Каков уровень понимания и принятия технологии многофазного оборудования на Каспии?

ГГ: Достаточно хороший. Увеличивается ввиду полученных достоверных результатов работы. Многофазные системы были внедрены на Каспии на более позднем этапе, нежели в России, но, тем не менее, период их эксплуатации уже более 5 лет.

КМ: Уровень понимания и принятия растет, однако не принял того размаха, который он принял в России.

ДМЛ: Я считаю, все сказанное выше также относится и к каспийскому региону.

ЖдС: Определенно есть хорошее понимание преимуществ использования многофазного насосного оборудования в сравнении с традиционными схемами, особенно на небольших и отдаленных месторождениях (для подтверждения возможности их полного развития уже на основе сепарирования). Имеются программы утилизации газа с целью сократить количество газа, идущего на факел, это будет способствовать возможному применению многофазного насосного оборудования.

4. Какие необходимо предпринять шаги по улучшению понимания и принятия технологии многофазного насосного оборудования в России и на Каспии?

ГГ: Важно улучшать и поддерживать уровень понимания и принятия. Это может быть достигнуто посредством передачи информации об общих принципах технологии, а также конкретные сведения, касающиеся проектов, где есть надежные примеры применения, с потенциальными потребителями и их инженерными институтами. Все это можно делать на различных уровнях. От индивидуального обращения, семинаров и изданий.

КМ: Существует большая необходимость в доведении информации о преимуществах технологии многофазного оборудования до внимания добывающих и проводящих разведку компаний, как на территории России, так и на Каспии. Это потребует двухстороннего подхода. Первое, отдельные производители насосов должны начать диалог с пользователями, знакомя их с уникальными характеристиками и преимуществами многофазной системы. Во-вторых, форумы, такие как MPUR и эксперты в данной отрасли из научного сообщества должны организовать технические совещания и семинары с целью убеждения пользователей посредством ознакомления с результатами научно-исследовательских работ, которые продвигают данную технологию.

ДМЛ: Постоянное обучение всех заинтересованных лиц является обязательным для достижения необходимого уровня поддержки этой технологии и её поставщиков.

ЖдС: Это вопрос стоимости/пользы (рентабельности), приносимой товаром/услугой. Чаще всего покупки делаются на основе тендера в конкурентных условиях только исходя из стоимости оборудования. Расходы на содержание продукта в течение срока работы часто в расчет не принимается. Зачастую, более дорогой продукт, исходя из его прямой цены покупки, обходится дешевле в долгосрочной перспективе, если принимать во внимание затраты на техническое обслуживание и запасные части.

5. Какие уникальные технические трудности существуют в России / на Каспии?

ГГ: Диапазон низких / высоких температур окружающей среды. Парафин и сероводород

КМ: Сложные погодные условия, удаленные территории и доступ ►►

not taken into consideration. Quite often a more expensive product based on a straight purchase cost comparison reveals itself cheaper in the long run considering its maintenance and spare part cost.

5. What are the unique technical challenges facing the Russian / Caspian regions?

ГГ: Low / High ambient temperature ranges, Paraffin's & H₂S

КМ: Severe weather conditions, remote locations and access to Multiphase Technology appear to be the major challenges in these regions.

ДМЛ: Among others, definitely the harsh environmental conditions have to be dealt with.

ЖдС: In reality the multiphase challenges in Russia and the Caspian area do not differ much from other parts of the world. One needs to be able to cope with the changing process conditions (inlet pressure, increased GVF, increased water production), as experienced in any oil field which evolves over time. Field evolution is covered by the wide operating envelope of multiphase pumps associated with the capability to vary the speed of the pumps. For example, inverter driven electric motors make it possible to adjust the pump unit easily to the changing well or field conditions. One difficulty specific to the region is the harsh climatic conditions with a wide temperature range from +35 deg C down to - 55 deg C. Other challenges that may be encountered are corrosive fluids or well fluid laden with sand.

5 b. How will these be overcome?

ГГ: Dedicated engineered packages that cope with the requirements

КМ: The Multiphase Pump manufacturers will have to increase their presence in these regions and be prepared to modify the designs and features of their products to address the application requirements of these regions. There needs to be an infrastructure that supports the installation and maintenance of these systems once in place. This will give the users greater confidence to accept this technology.

ДМЛ: By good engineering practise and experience of all parties involved.

ЖдС: To overcome such wide temperature variations between summer and winter the equipment is typically indoors or in shelters with ventilation and heating systems. When the well fluid is corrosive (H₂S, chlorides etc.) or carries a high amount of abrasive solids, the wetted construction materials must be selected particularly carefully (e.g. in accordance with NACE requirements). Special surface treatment of the pumping elements may be necessary as protection against excessive wear. Here one can state that in the presence of sand or other abrasive particles a centrifugal helico-axial pump would be a better choice than a positive displacement twin-screw pump. Indeed the tolerances inside the pump are smaller within a twin-screw pump than in helico-axial pump (API 610 clearances or larger). Also the performance (pressure and flow) of the helico-axial pump which by its principle does not rely on tight clearances to generate pressure will be less impaired. Therefore it has a longer life and a better performance than a twin-screw pump with regards to sand presence

6. Commercial multiphase pumps include twin-screw, progressive cavity and helicoaxial technologies. How does one select the appropriate technology?

ГГ: There are several issues to consider when selecting the best applicable technology for the job. This includes comparing the application details and requirements with the capacity and differential pressure envelope of each technology. Also, the consideration of the average and maximum GVF etc. From our experience on typical inquiries from Russia and Caspian, twin screw pump systems cover the needs of flow rates from 80 m³/h up to 8.000 m³/h. On the low end there is, capacity wise, some overlap with PC type pumps. On the high end one sees helico axial pumps

КМ: Each type of technology has its advantages and a range of operating conditions for which it is best suited. The Progressive Cavity pump is ►►

к многофазной технологии являются, по-видимому, основными трудностями в данных регионах.

ДМЛ: Кроме всего прочего, определенно жесткие условия окружающей среды, с которыми приходится считаться.

ЖдС: На самом деле, трудности для многофазной технологии в России и на Каспии не сильно отличаются от трудностей в других уголках планеты. Существует необходимость быть способным справляться с изменяющимися технологическими режимами (входным давлением, увеличением газового фактора, увеличение обводненности), что с течением времени проявляется на любом нефтяном месторождении. Эволюция месторождения поддерживается многофазными насосами, работающими в широком диапазоне режима, способными менять скорость работы. Например, электрические двигатели с питанием от инвертора тока позволяют корректировать работу насосного агрегата в соответствии с условиями работы скважины или промысла. Одной сложностью данного региона являются суровые погодные условия с широким перепадом температур от +35С до -55С. Прочие трудности, с которыми можно столкнуться, - коррозионные флюиды либо продукт скважины с содержанием песка.

5 b. Как преодолеть эти трудности?

ГГ: Специальное техническое оборудование способное отвечать этим требованиям

КМ: Производители многофазных насосов должны увеличить своё присутствие в данных регионах и быть готовы внести изменения в конструкцию и характеристики своих продуктов с тем чтобы соответствовать требованиям в данных регионах. Кроме того, должны быть развита сервисная инфраструктура для установки и последующего технического обслуживания этих систем, как только они будут внедрены. Это вселит в пользователя большую уверенность и готовность принять данную технологию.

ДМЛ: Следуя правильным инженерно-техническим приемам и опыту всех заинтересованных сторон.

ЖдС: Для преодоления такого большого перепада температур от летнего и зимнего периода оборудование обычно монтируется в помещении или под накрытием с устройством соответствующей вентиляции и обогрева. В случае коррозионных свойств продукта скважины (сероводород, хлориды, и т.п.) либо присутствие в продукте большого количества абразивных примесей, необходим особо тщательный выбор влагонепроницаемых конструкционных материалов (например, в соответствии с требованиями Национальной ассоциации инженеров-коррозионистов NACE). Возможно, требуется нанесение специального покрытия на элементы насосных агрегатов для улучшения износостойкости. Здесь стоит отметить, что в присутствии песка или других абразивных частиц центробежный гелико-аксиальный насос подойдет лучше, чем объемный поршневой двухшнековый насос. В действительности допуски внутри насоса меньше у двухшнекового насоса, чем у гелико-аксиального (зазоры по API 610 или выше). Кроме того, меньшее отрицательное воздействие оказывается на характеристики (давление и расход) гелико-аксиального насоса, который по своему принципу не полагается на плотные зазоры для создания давления. Поэтому он имеет больший срок службы и лучшие характеристики, чем двухшнековый насос с учетом присутствия песка.

6. Коммерческие многофазные насосы включают двухшнековые, нагнетательно-винтовые и гелиоаксиальные технологии. Как же выбрать подходящую технологию?

ГГ: При выборе наиболее подходящей технологии для выполнения работы надо учитывать несколько моментов. Сюда входят – сравнение прикладных деталей и требований с производительностью и границей перепадов давлений в каждой технологии. Также вопрос среднего и максимального объемного содержания газа (ОСГ), и т.д. По нашему опыту о стандартных запросах от России до Каспийского

ideal for lower flow rates and differential pressures. It is typically used in applications with high sand content, flow rates up to 150,000 bpd equivalent and pressure differentials below 600 psi. The twin-screw is more appropriate for medium flow rates up to 500,000 bpd and differential pressures ranges as high as 1000 psi. The helicoaxial is the only option for the high end of the operating conditions. Of course this is an over-simplification of the selection criteria as many other factors have to be considered.

ДМЛ: Those pump types differ in various characteristics, i.e. the working principle, capability of handling gas only, and capacity, to name just a few. Their selection greatly depends on the desired operating envelope, i.e. the different technologies are actually not competing, but complement each other. Following the definition of the job, technical proposals should be enquired with potential bidders. Having carefully evaluated them, again using good engineering practise, manufacturers should be invited for detailed explanations and in-depth technical discussions. Applying new technology in oil and gas production requires a high level of comfort with the envisaged supplier.

ЖдС: Today, both positive displacement pumps and helicoaxial pumps have been successfully used in multiphase applications onshore, offshore or sub-sea. Among the positive displacement pumps, twin screw pumps are dominant, while helicoaxial pumps are in fact special centrifugal pumps. They can handle considerably higher flow rates and pressures at a high GVF (Gas Volume Fraction) and tolerate GVF fluctuations. Usually, the GVF can be as high as 95...98 % at inlet conditions. Additionally, longer gas slugs can be expected with marginal field applications. In order to maintain the capability to compress the gas phase, a small quantity of liquid must be provided during the entire operation. This can be achieved by either an internal system which tolerates short gas slugs only or an external liquid management system which can be sized for gas slugs of 30 minutes or more. External liquid management systems are located downstream, with the pump discharge within the skid limits. Besides their ability to cope with long gas slugs, external liquid management systems usually operate without additional cooling requirements and can be cleaned from solids sediments without disassembling the pump.

Here one can state that in the presence of sand or other abrasive particles a centrifugal helico-axial pump would be a better choice than a positive displacement twin-screw pump. Indeed the tolerances inside the pump are smaller within a twin-screw pump than in helico-axial pump (API 610 clearances or larger). Also the performance (pressure an flow) of the helico-axial pump which by its principle does not rely on tight clearances to generate pressure will be less impaired. Therefore it have a longer life and a better performance than a twin-screw pump with regards to sand presence. Again due to their operating principle twin screw (positive displacement) pumps are better to handle a wide variety of viscous well fluids (such as emulsions, waxy crudes, bitumen and sand laden extra heavy crude) than helico axial (centrifugal) pumps. This is an especially important feature when the quality of the produced crude oil decreases. In areas with low temperatures in the winter months, multiphase pumps can be used for hydrate control and prevent a field shut-in during this period. Also depending on the flow rate of pressure requirement one or the other technology may be more suitable. Typically helico-axial pumps target higher flow (above 1'000 m³/h at pump inlet) and higher power applications (references available up to 6 MW and over 4'000 m³/h at pump inlet) than twin-screw pumps. Please add some where the conversion of bpd into m³/h

0. 150'000 bpd = 1'000 m³/h

0. 300'000 bpd = 2'000 m³/h

7. What suggestions can you make to engineers interested in evaluating multiphase pumping?

ГГ: Implement multiphase technology at an early stage of the field development engineering. Start a dialogue with experienced multiphase system manufacturers in order to fine tune all relevant multiphase flow infra structure components, and to customize the multiphase system to the application

моря, системы двухшнековых насосов охватывают потребности в расходе от 80 м³/час до 8 000 м³/час. В нижней части диапазона, с точки зрения производительности, частичное наложение применений с насосами типа PC (последовательными винтовыми). В верхней части диапазона видятся геликоаксиальные насосы.

KM: У каждой разновидности технологий есть свои преимущества и рамки условий эксплуатации, для которых они подходят лучше всего. Нагнетательный винтовой насос идеально подходит для уменьшенного расхода и перепада давления. Как правило, он используется в системах с высоким содержанием песка, расходом до 150 000 баррелей в сутки нефтяного эквивалента и перепадом давлений ниже 600 фунт/кв. дюйм. Двухшнековый больше годится для средних расходов до 500 000 баррелей в сутки и диапазоном перепадов давления до 1000 фунт/кв. дюйм. Геликоаксиальный насос является единственным вариантом для высокого уровня режима эксплуатации. Разумеется, это упрощенный взгляд на критерии выбора, так как надлежит учитывать множество иных факторов.

DML: Данные насосы отличаются по многим параметрам, таким, например, как принцип действия, возможность работать с одним газом, производительность, и так далее. Их выбор в большой степени зависит от нужного рабочего диапазона, т.е. разные технологии фактически не конкурируют между собой, а дополняют друг друга. На этапе выбора необходимо запрашивать технические предложения от участников конкурса. После внимательной их оценки, опять таки с использованием правильных инженерно-технических приемов, следует пригласить заводы-изготовители для детального разъяснения и всестороннего технического обсуждения. Применение новых технологий в добыче нефти и газа требует высокого уровня уверенности в предполагаемом поставщике.

JdS: На сегодняшний день в многофазных системах на суше, на море и под водой успешно применяются как объемные поршневые насосы, так и геликоаксиальные насосы. Среди объемных насосов преобладают двухшнековые, в то время геликоаксиальные насосы представляют собой по сути особую разновидность центробежных насосов. Они могут справляться с довольно высокими расходами и давлениями при высоком ОСГ (объемном содержании газа) и выдерживать колебания ОСГ. Обычно ОСГ может достигать в режиме на входе до 95 – 98%. Кроме того, в применениях на минимально эффективных месторождениях можно ожидать длинных газовых оторочек (пробок). Чтобы поддерживать возможность компримирования газовой фазы, в течение всей эксплуатации необходимо обеспечить наличие небольшого объема жидкости. Это можно добиться либо с внутренней системы, выдерживающей только короткие газовые пробки, либо с внешней системы обработки жидкой фазы, которая может быть рассчитана на газовые пробки 30 или более минут. Внешние системы обработки жидкости устанавливаются на выходе, с выкидом насоса в пределах блочных границ. Кроме возможности справляться с долгими газовыми пробками, внешние системы обработки жидкой фазы обычно работают без потребности в дополнительном охлаждении и могут очищаться от осадений твердых частиц, не разбирая насос. Здесь стоит отметить, что в присутствии песка или других абразивных частиц центробежный гелико-аксиальный насос подойдет лучше, чем объемный поршневой двухшнековый насос. В действительности допуски внутри насоса меньше у двухшнекового насоса, чем у гелико-аксиального (зазоры по API 610 или выше). Кроме того, меньшее отрицательное воздействие оказывается на характеристики (давление и расход) гелико-аксиального насоса, который по своему принципу не полагается на плотные зазоры для создания давления. Поэтому он имеет больший срок службы и лучшие характеристики, чем двухшнековый насос с учетом присутствия песка. Опять таки благодаря своему принципу действия двухшнековые (объемные) насосы эффективнее для обработки широкого спектра вязких скважинных флюидов (таких как эмульсии, парафинистые нефти, битум и пескодержащая высоковязкая тяжёлая нефть), чем геликоаксиальные (центробежные) насосы. Это особенно важная функция, когда ухудшается качество добытой сырой нефти. На территориях с низкими температурами в течение зимних месяцев многофазные насосы можно использовать для борьбы с ►►

KM: Engineers should include multiphase pumping as a viable option from the initial design stages and not as a last resort solution.

DML: Make yourself knowledgeable by reading the available literature (of which there is quite a lot), visit installations similar to the one planned, as well as potential suppliers. Attending specialized conferences may also help, provided they have the desired topics on the agenda. This all is an investment that really pays off quickly. Profound knowledge is power! From a management point of view one can say that the installation of an Incentive-System for the Specialists increasing production and reducing costs is very helpful.

JdS: Sulzer Pumps in Moscow are the exclusive representative of Leistritz Pumpen GmbH in the CIS countries. As such Sulzer in Moscow is the ideal technology partner for all multiphase pumping applications as it would select the optimal equipment, both from a technical and economical stand point from its own range of helico-axial multiphase pump range or from the Leistritz twin-screw pump range.

7 b. What are the key steps that need to be taken in order to properly install and test this new technology?

GG: Rosscor's latest technological offering is the screw multiphase system technology, which already has a 15 year track record in Russia and Caspian. Information on Well conditions / flow information, including information on expected flow development, flow line design and available infrastructure should be communicated to the multiphase system provider, preferably at an early stage. Then can the most efficient solution be found.

KM: There needs to be a partnership between the pump manufacturers and the end-users. Only by working closely together can both parties succeed.

DML: I really doubt that we should still always stress "new" in regard to MPP technology. Multiphase pumps have been installed in oil and gas fields for nearly 20 years continuously now, and the overwhelming majority of them are highly beneficial to the operations in general. For installation and testing, again only good and appropriate engineering practise has to be applied.

JdS: A carefully planned and designed installation brings success.

The main points to look at during the equipment design stage are:

- Getting a proper production scenario over lifetime of field
- Getting proper fluid parameters
- Advising on potential process fluctuation at suction (suction pressure, suction temperature, GVF, flow regime)
- Obtain from the manufacturer proper pump material selection compatible with pumped media (e.g. formation water, solid particles, chlorides, sulphides coupled with high temperatures)
- Get manufacturer recommendation on shaft sealing (prevent leakage of solid particles or gas into seal or bearing chamber)

7 c. How are these pumps sized?

GG: Pumps are sized by implementing the provided application data will be implemented in dedicated selection programs in combination with system approach philosophy

KM: Very carefully! Good, reliable data regarding the well conditions is absolutely essential for correctly sizing the pumps. The exact steps would be different for each type of technology, but it is very important that the pump characteristics should match the well dynamics.

DML: They are simply sized by applying the appropriate up- and down-stream conditions envisaged. A "best guess" is sufficient for a first stage evaluation. Consideration should be given to uncertainties with the parameters used (following computer simulations etc.) Avoid blindfolded "safety adders", as the reputable manufacturer will take care for them.

JdS: Like any other conventional pumping application, pumps are selected based on the requirements of the Customer, his field data (such ►►

гидратообразованием и предотвращения остановок промысла в этот период. Также более подходящей становится та или иная технология в зависимости от требуемого расхода или давления. Как правило, гелико-аксиальные насосы нацелены на высокий расход (свыше 1'000 м³/час на входе насоса) и более энергоемкие применения (имеются в наличии образцы мощностью до 6 МВт и свыше 4'000 м³/час на входе насоса), чем двухшнековые насосы. Прошу добавить сюда переводо баррелей в сутки в м³/час

- 1. 150'000 баррелей в сутки = 1'000 м³/час
- 1. 300'000 баррелей в сутки = 2'000 м³/час

7. Какие предложения можно сделать инженерам, заинтересованным в оценке систем многофазных насосов?

ГГ: Внедрять многофазную технологию на ранней стадии проектирования обустройства месторождения. Начинать диалог с опытными изготовителями многофазных систем для того, чтобы точно настроить все важные компоненты инфраструктуры многофазного потока и приспособить многофазную систему под требования конкретной прикладной задачи.

КМ: Инженерам следует включать вариант с многофазными насосами как технически реализуемое решение с первичных этапов проектирования, а не в качестве последнего ресурса.

ДМЛ: Приобретать знания путем чтения доступной литературы (таковой довольно много), посещать места установок аналогичных планируемым, а также потенциальных поставщиков. Также может помочь посещение специализированных конференций, при условии наличия нужных тем в их программе. Это все реальные вложения, которые быстро окупаются. => Глубокие знания – это сила! С точки зрения управления стоит сказать, что весьма полезно внедрение системы материальных поощрений специалистам за увеличение добычи и снижение затрат.

ЖдС: Фирма Sulzer Pumps в Москве является эксклюзивным представителем компании Leistritz Pumpen GmbH в странах СНГ. По существу, Sulzer в Москве – это идеальный технологический партнер для всех многофазных насосных прикладных систем, так как они подбирают оптимальное оборудование, с технической и экономической точек зрения из собственного спектра существующих гелико-аксиальных многофазных насосов или из спектра двухшнековых насосов Leistritz.

7 b. Какие новые шаги необходимо выполнить, чтобы правильно установить и испытать данную новую технологию?

ГГ: Последним технологическим предложением от Rosscor являются технические средства винтовых многофазных систем, имеющее уже 15-летний опыт деятельности в России и на Каспии. До поставщика многофазных систем, предпочтительно на раннем этапе, нужно доводить информацию о состоянии и дебите скважин, включая данные об ожидаемой динамике дебитов, конструкции выкидных линий (шлейфов) и доступной инфраструктуре. Тогда можно найти наиболее эффективное решение

КМ: Необходима система партнерства между производителями насосов и конечными потребителями. Стороны могут преуспеть, только тесно работая вместе.

ДМЛ: Я в действительности сомневаюсь, что следует всегда делать упор на слог «новая» в отношении технологии МФН. Многофазные насосы устанавливаются на нефтяных и газовых месторождениях постоянно уже в течение почти 20 лет, и подавляющее их большинство показывают высокую рентабельность в эксплуатации в целом. Для их установки и испытаний опять таки нужно лишь использовать правильные и надлежащие инженерно-технические приемы.

ЖдС: Успех приносит хорошее планирование и проектирование

as the one mentioned in Question 7b) using all selection programmes developed by the multiphase pump manufacturers.

8. What experience does the multiphase pumping industry have with remote arctic installations?

ГГ: The MP industry in general has limited experience; Rosscor already has approximately 15 years experience with over 35 systems comprising more than 80 Multiphase pumps in Russia and 15 MPP in Kazakhstan.

КМ: Not enough. There is a great need to further advance the technology in general for arctic conditions.

ДМЛ: For Bornemann I would not use the word “extensive” as far as our experience is concerned. But we have installed some 20 MPP in Northern Siberia, and many more are installed in remote areas elsewhere. With this experience we feel very confident to supply our systems into even the harshest environment.

ЖдС: I think there is overall sufficient experience, as oil and gas engineers have been installing equipment in rather difficult environments for quite some time already.

9. The deployment of multiphase pumps on the sea floor has resulted in significant innovations. How are these advances working their way back into onshore applications?

ГГ: Technology transfer from “significant innovations” in subsea projects has not been observed yet. Rosscor is specialized in onshore types of multiphase applications, where the development is a dynamic process, where we implement field experiences from Multiphase operations into new project designs to the benefit of the end- user

КМ: It is too early to tell. In most cases the onshore applications are less complex, therefore modifications made for deep sea installations may not be required in land applications.

ДМЛ: The technology definitely has matured during ongoing development, and significant innovations are quite often based on “lessons learnt”. Bornemann have just started with subsea MPP in cooperation with AkerKvaerner out of Norway. For us our significant innovations are our way forward, and subsequently the basis for subsea MPP.

ЖдС: Key aspect to subsea operations is to increase reliability, hence any development there is flowing into the land based applications

10. How do you see the technology changing over the next 10 years?

ГГ: We expect a further increase of multiphase system implementation in the market. The R&D efforts will be focused on improved pump performance and design and, as result of a better understanding of the phase behavior, a more economic and more reliable application.

КМ: I am optimistic that multiphase pumping will become much more common in the next decade and there will be greater worldwide acceptance of it as the industry standard. Reliability and cost effectiveness of Multiphase Pumping Systems will increase across the entire spectrum of onshore, offshore platform and sub-sea applications.

ДМЛ: We certainly need to strive for increased pump capacity. Together with this the process efficiency needs to be improved and power consumption needs to be reduced. We have initiated significant steps and given top priority in our R&D efforts towards this. But higher differential pressure combined with increased process efficiency is also on the Bornemann list. I may be allowed to quote a well known saying: The best way to predict the future is to create it!

ЖдС: I guess the future is moving towards boosting higher flow rates and more gassy applications (higher GVF). Certainly Sulzer and I have no doubt Leistritz are also looking at what each of us can bring to the industry in the future!

процесса монтажа. Основные моменты, на которые обращать внимание на стадии проекта оборудования:

- Получение правильного производственного сценария на весь срок эксплуатации месторождения
- Получение правильных гидродинамических параметров
- Информирование о потенциальных изменениях технологического процесса на всасе (давления на всасе, температуры на всасе, ОCF, режима потока)
- Получение от завода-изготовителя надлежащей подборки материалов по насосам, совместимой с качаемой средой (например, пластовая воды, твердые частицы, хлориды, сульфиды в сочетании с высокими температурами)
- Получить от завода-изготовителя рекомендации о уплотнении вала (не допускать проникновения твердых частиц газа в уплотнение или камеру подшипника)

7 с. Как подобрать типоразмер насосов?

ПТ: Насосы подбираются по размеру путем реализации предусмотренной прикладной задачи. Данные будут вкладываться в специализированные программы отбора в сочетании с концепцией системного подхода

КМ: Очень аккуратно! Для правильного выбора размера насосов абсолютно необходимы хорошие надежные данные относительно состояния скважин. Точные шаги будут отличаться для каждого вида технологий, однако очень важно, чтобы характеристики насосов соответствовали скважинной динамике.

ДМЛ: Их размер определяется просто приложением соответствующих предполагаемых условий на входе и выходе. Метода «наилучшего предположения» достаточно для оценки на первом этапе. Следует учитывать факторы неопределенности с используемыми параметрами (следуя компьютерному моделированию и т.п.). Избегать бездумных «сумматоров мер безопасности», так как вопросами техники безопасности занимается сам производитель с надежной репутацией.

ЖдС: Как и любые другие насосные системы, насосы выбираются исходя из требований Заказчика, его промышленных данных (из тех, что упомянуты в вопросе 7b) с использованием всех программ отбора, разработанных заводами-изготовителями многофазных насосов.

8. Каким опытом обладает отрасль многофазных насосов в удаленных установках в полярных условиях?

ПТ: Отрасль МФН в целом имеет ограниченный опыт; у Rosscor уже порядка 15 лет опыта с 35 системами, включающими 80 многофазных насосов в России и 15 МФН в Казахстане.

КМ: Не достаточным. В целом существует большая потребность в продвижении и развитии этой технологии для полярных условий.

ДМЛ: По компании Bornemann я бы не назвал наш опыт словом «обширный». Однако у нас установлено порядка 20 МФН в Северной Сибири, и много еще установлено на дальней периферии. С таким опытом мы уверены в поставках наших систем даже в самые суровые климатические условия.

ЖдС: Думаю в общем опыта достаточно, так как нефтегазовые инженеры уже довольно длительное время монтируют такое оборудование в усложненных условиях эксплуатации.

9. Развертывание многофазных насосов на дне моря привело к значительным рационализаторским предложениям и изобретениям. Как эти достижения повлияли на обратную сторону на наземные применения?

ПТ: Технологического перехода от «значительных изобретений» в подводных проектах пока не наблюдается. Компания Rosscor специализируется на наземных многофазных применениях, где ►►

Stuart L. Scott is an Associate Professor in the Harold Vance Department of Petroleum Engineering at Texas A&M University. He leads research efforts in the area of multiphase production systems as well as the annual Multiphase Pump User Roundtable (MPUR) which he founded in 1999. Before joining Texas A&M he was an Assistant Professor at Louisiana State University and he worked nine years for Phillips Petroleum Company. An active member of the Society of Petroleum Engineers (SPE), Scott has served as Chair of the Panhandle Section and the 1992 SPE Forum on Multiphase Flow, Pumping and Separation Technology. He has twice served as Chair of the SPE Production Operations Technical Committee. In 2000, he was selected as the Production Committee Chairman for the ASME Petroleum Division and Chaired the 2001 & 2002 ASME Production Technology Symposiums. Scott and was awarded the ASME Henry R. Worthington Medal in 2003 for his work in the area of multiphase pumping and in 2004 was awarded the Dorothy & Ray Galvin '53 Faculty Fellowship for his contributions to the Texas A&M Engineering Program. Scott holds B.S. and Ph.D. degrees in Petroleum Engineering and a M.S. degree in Computer Science all from The University of Tulsa.

Dietrich Muller-Link is Key Account Manager Multiphase Boosting with Joh. Heinr. Bornemann GmbH, holding a Dipl.-Ing. in Mechanical Engineering from the Technical University of Clausthal in Germany. He has gathered more than 20 years of oilfield experience in different disciplines and assignments. Since joining Bornemann in 1995 he is responsible for Business Development as well as seminars and customer training for multiphase boosting systems, having authored several technical papers on this topic. Dietrich is a member of SPE (Society of Petroleum Engineers) and VDI, the German Association of Engineers.

Kamran Mirza is Director of Business Development, at seepex, Inc. in Enon, Ohio. He has 30 years of experience in Progressive Cavity Pumps, starting his career as a Project Engineer developing Power Sections for Drilling Motors, and Downhole Pumps for the Oil and Gas industry. Mirza developed the Progressive Cavity Multiphase Pump for Robbins & Myers, and previously served as Director of Engineering and Manufacturing for the Dyna-Drill Division of Smith International, and as Director of Manufacturing for Baker Hughes Drilling Systems. He holds an M.S. in Mechanical Engineering from the University of New Mexico.

Jacques de Salis graduated from the Federal Institute of Technology in Zurich, Switzerland, with a degree of Mechanical Engineering and he also holds an MBA. After working as a research assistant in Switzerland, he joined Sulzer in South Africa where he held various managerial positions in engineering, design, contracting and sales. In France he led the team developing the Sulzer multiphase pump product range and introduced it successfully to the oil production market worldwide. Since 1996 he has been traveling frequently to Russia and is now based permanently in Moscow with Sulzer.

Gep Geesink is Director responsible for sales at Rosscor Int BV, Oldenzaal, The Netherlands. He started working with Rosscor in 1994. Rosscor is one of the pioneer companies introducing Multiphase Pump Systems to the Oil and Gas Industry since 1992. The company custom designs and manufactures among other complete turn key multiphase twin screw pump packages. Rosscor has sold and installed over 65 pump stations consisting of 2 up to 6 pumps working in parallel Rosscor further supplies from the same system philosophy compressor systems; oil & water pump systems as well as gas treatment systems to the oil & gas industry. He holds a master degree in Business Economy and Management from the Erasmus University of Rotterdam in conjunction with the Technical University of Delft, The Netherlands. ■

развитие представляет собой динамический процесс, и мы внедряем свой промысловый опыт от многофазных эксплуатаций в новые проектные разработки для выгоды конечного пользователя.

КМ: Пока рано говорить. В большинстве случаев наземные применения являются менее сложными, поэтому видоизменения, вносимые для глубоководных установок, могут быть не востребованными в наземных системах.

ДМЛ: В ходе постоянного развития технология определенно «вызрела», а значительные изобретения зачастую основаны просто на «полученных уроках». Компания Bormetann только что начала подводный проект МФН в сотрудничестве с AkerKvaerner из Норвегии. Для нас наши значительные изобретения – это путь решения вопросов, и следовательно база для подводных МФН.

ЖДС: Ключевым аспектом в подводных системах является повышение надежности, отсюда любое развитие здесь перетекает в наземные применения.

10. Какие вы предвидите технологические изменения в ближайшие 10 лет?

ГТ: Мы ожидаем дальнейшего роста внедрения многофазных систем на рынке. Усилия НАОКР будут направлены на улучшение эксплуатационных характеристик и конструкцию насосов как результат лучшего понимания фазного режима, приводя к более экономичным и надежным применениям.

КМ: Я оптимист и думаю, что многофазные насосы станут более распространенными в ближайшее десятилетие и будут гораздо шире приниматься по всему миру в качестве промышленного стандарта. Надежность и экономическая эффективность многофазных насосных систем будет расти по всему спектру применений на суше, на морских платформах и под водой.

ДМЛ: Нам обязательно нужно продолжать увеличивать производительность насосов. Вместе с этой задачей нужно улучшать эффективность технологического процесса, нужно сокращать потребление электроэнергии. Мы инициировали значительные шаги и задали высший приоритет нашим усилиям НАОКР в этом направлении. Однако в списке компании Bormetann также стоит более высокий перепад давлений в сочетании с повышенной эффективностью процесса ... Позволю себе процитировать известную поговорку: «Лучший способ предсказать будущее – это творить его самому!»

ЖДС: Я предполагаю, что будущее движется в сторону роста расходов и более газифицированных применений (более высокое ОСГ). Компания Sulzer и я не сомневаемся, что Leistritz тоже ориентируется на то, что каждый из нас сможет привнести в эту отрасль в будущем!

Скотт Л. Скотт является адъюнкт-профессором на факультете технологий нефтедобычи им. Гэрольда Ванса в Техасском Университете А&М. Он руководит научно-исследовательской деятельностью в области многофазных производственных систем, а также ежегодным форумом MPUR (крутой стол по многофазным насосам), учрежденный им в 1999 году. До работы в Техасском А&М он был доцентом в Университете штата Луизиана и девять лет проработал в нефтяной компании «Филипс». Действующий член Общества инженеров-нефтяников США (ОИН) – служил председателем в секторе Западная Виргиния и форуме ОИН-1992 по многофазному потоку, насосному оборудованию и технологиям сепарации. Дважды председательствовал в техническом комитете по производственной деятельности ОИН. В 2000 году был избран председателем производственного комитета для нефтяного подразделения Американского общества инженеров-механиков (АОИМ) и председательствовал на симпозиумах по технологиям добычи АОИМ-2001 и 2002. В 2003 году Скотт был награжден медалью АОИМ Генри Р. Уэирингтона за работу в области многофазного насосного оборудования, а в 2004 – званием стипендиата-исследователя Факультета Дороти и Рэя Гэлвин '53 за свой вклад в инженерную программу Техасского А&М. Скотт имеет степени бакалавра и кандидата наук в технологии добычи нефти и степень магистра компьютерных наук от Университета г.Талса.

Дитрих Мюллер-Линк является Менеджером по работе с ключевыми клиентами по подпорному многофазному оборудованию в фирме Joh. Heintz Bormetann GmbH, имеет диплом инженера-механика от Технического университета Кластхалля в Германии. Накопил более 20 лет нефтяного опыта в разных профилях и должностях. Начав работать в Bormetann в 1995, он отвечал за привлечение клиентуры, а также семинары и обучение специалистов заказчика по многофазным подпорным системам, автор нескольких технических трудов на эту тему. Дитрих является членом ОИН (Общества инженеров-нефтяников) и VDI, Германской ассоциации инженеров.

Камран Мирза является директором по развитию бизнеса, в Seerex, Inc. В Эноне, штат Огайо. У него 30 лет опыта в нагнетательных винтовых насосах, начинал карьеру в качестве инженера проекта по разработке силовых отсеков для буровых двигателей и забойных насосов для нефтегазовой промышленности. Мирза разработал нагнетательный винтовой многофазный насос для Robbins & Myers, а ранее работал начальником отдела проектирования и производства на подразделении Dyna-Drill компании «Смит Интернэшнл», и в качестве руководителя производственного отдела на Baker Hughes Drilling Systems. Имеет степень магистра наук по инженерной механике от Университета штата Нью-Мексико.

Жак де Сали закончил Федеральный технологический институт в Цюрихе, Швейцария, с дипломом инженера-механика, также имеет степень магистра бизнеса. Поработав научным сотрудником в Швейцарии, поступил в компанию Sulzer в ЮАР, где занимал различные руководящие поста в инженерно-технических разработках, проектировании, договорной работе и реализации продукции. Во Франции руководил группой, разрабатывающей линейку и номенклатуру многофазных насосов Sulzer и успешно их внедрил на рынок нефтедобычи по всему миру. С 1996 года регулярно ездит в Россию, и сейчас постоянно базируется в Москве в представительстве Sulzer.

Теп Гезинк является коммерческим директором в компании Rosscor Int BV, Ольдензаль, Нидерланды. Начал работать в Rosscor в 1994 году. Rosscor – одна из компаний – первопроходцев, внедрявших многофазные насосные системы в нефтегазовой промышленности с 1992 года. Компания разрабатывает и изготавливает под заказ среди всего прочего и комплектные установки многофазных двухнековых насосов. Rosscor продал и установил свыше 65 насосных станций, состоящих из 2 – 6 параллельно работающих насосов. Rosscor и дальше поставляет исходя из той же системной концепции компрессорные установки; нефтяные и водяные насосные системы, а также системы подготовки газа для нефтегазовой промышленности. Он имеет степень магистра предпринимательской экономики и менеджмента от Университета Эразма Роттердамского, плюс от Технического Университета Дельфт, Нидерланды. ■