

ТЕХНОЛОГИЯ МНОГОФАЗНОЙ ОТКАЧКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Стюарт Л. Скотт, Техасский университет

MULTIPHASE PUMPING IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Stuart L. Scott, Texas A&M University

1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Технология многофазной откачки развилась настолько, что становится важным компонентом в самых различных схемах добычи. Перестав быть узкоспециализированной, технология многофазной откачки быстро становится стандартной составляющей современной системы добычи нефти и газа. С применением многофазной откачки обеспечивается экономия затрат и достигается технологическая гибкость в применении: спектр откачиваемого флюида включает в себя как тяжелую нефть наземных месторождений, так и обычную нефть морских и шельфовых месторождений. В будущем, по мере улучшения показателей эффективности и надежности, ожидается широкое использование этой технологии при работе с жирным газом и в подземном скважинном оборудовании.

2 ТЕХНОЛОГИИ МНОГОФАЗНОЙ ОТКАЧКИ

В операциях по добыче нефти и газа применялись различные технологии однофазной откачки [см. 23,24,25,26]. Если большинство технологий откачки позволяет осуществлять пропуск очень небольших объемов газа в потоке жидкости, то только некоторые технологии позволяют обрабатывать потоки с большой объемной долей газа, которые встречаются во вновь открываемых месторождениях. **Рис. 1** иллюстрирует технологии, применяемые при откачке многофазного флюида. Двухвинтовые насосы объемного вытеснения, винтовые и поршневые насосы появились в качестве успешных технологий многофазной откачки в дополнение к спирально-осевым центробежным насосам. Каждая из этих технологий применялась в своём диапазоне, в котором ее специфические возможности были наиболее подходящими. Эти технологии, получившие промышленное применение, описаны ниже с разъяснением сути типов разработки нефтегазовых месторождений, обуславливающих применение каждой из этих технологий.

2.1 Поршневые насосы

Поршневые насосы вероятно представляют собой наиболее простой тип многофазного насоса. Многофазная смесь подается в цилиндр за счет всасывания. Затем объем цилиндра уменьшается приводя к повышению давления до такого значения, когда смесь может быть выпущена в трубопровод за насосом. Эта технология находит применение в установках со средним объемом откачки – между установками с винтовыми насосами малой мощности и более мощными установками с двухвинтовыми насосами. Эти насосы имеют достаточно малую мощность, чтобы применяться на одиночных скважинах, но этой мощности достаточно для откачки продукции из нескольких скважин. Они могут быть использованы в качестве компрессоров жирного газа и могут выдерживать значительные периоды при поступлении одной лишь газовой фазы в отсутствие жидкости. Такой тип насоса обеспечивает относительно высокое увеличение давления – до 1400 psi, и неплохой общий к.п.д. по сравнению с другими технологиями многофазной откачки. Анализ литературы на эту тему показывает, что механистическая модель рабочих характеристик поршневого насоса не публиковалась. В промышленном применении находятся

1 INTRODUCTION

Multiphase pumping has evolved to become a critical component in many different production schemes. Far from being a niche technology, multiphase pumping is fast becoming a standard component of the modern oil and gas production system. Multiphase pumps are being utilized to provide cost saving and provide operation flexibility in applications as diverse as on-shore heavy oil and subsea/offshore conventional oil. The future promises expanded use of this technology in wet-gas and downhole applications as further improvements are made in efficiency and reliability.

2 MULTIPHASE PUMPING TECHNOLOGIES

A variety of single-phase pump technologies have been applied to oil and gas production operations [23,24,25,26]. While most pump technologies can tolerate trace amounts of gas in the liquid stream, only a few can handle the higher gas volume fractions (GVF's) found in today's oilfield. **Figure 1** illustrates the technologies that have been applied to pump a multiphase fluid. The positive displacement twin-screw, PCP and piston pump have emerged as successful multiphase pumping technologies in addition to the helico-axial rododynamic pump. Each of these technologies has developed a range of applications that are best suited to its unique capabilities. These established and commercial multiphase pump technologies are described below with some insights provided into the type of oil and gas developments that are making use of each technology.



Figure 1 – Multiphase Pumping Technologies

Рис. 1 - Figure 1

2.1 Piston Pumps

Piston pumps represent perhaps the most straightforward type of multiphase pump. The multiphase mixture is brought into the chamber at suction conditions. The chamber volume is then reduced resulting in an increase in pressure until the point is reached where the mixture can be discharged to the downstream piping. This technology is finding application in moderate size applications between the smaller PCP and larger volume twin-screw pump. These pumps are small enough to address single-well applications, but large enough to also boost production from several wells. They are able to serve as wet-gas compressors and can handle extended periods of time with only gas entering the pump. These type of pumps also provide a relatively high pressure boost, reaching 1,400 psi, and a good overall efficiency when compared with the other multiphase pumping technologies. A review of literature indicates that a mechanistic model of piston pump performance has not been published. Two types of piston multiphase pumps are commercially available:

Mass Transfer Pump. This pump was first installed commercially by National Oilwell in June 1998. It features a conventional oilfield gearbox

два типа поршневых многофазных насосов:

Насос переноса массы. Первое промышленное применение насоса такого типа было осуществлено компанией National Oilwell в июне 1998 г. В нем сочетаются обычный редуктор, применявшийся на нефтяных месторождениях, и привод, с которыми персонал хорошо знаком. В насосе используется одинарный горизонтальный цилиндр и поршень двухстороннего действия (**Рис 2**). Большое количество таких насосов в настоящее время работают в провинции Альберта, Канада

Плунжерный насос. Первое промышленное применение насоса такого типа было осуществлено компанией Weatherford в октябре 1999 г. В насосе используется гидравлическая силовая система и два поршня одностороннего действия (**Рис 3**). Вертикальная ориентация поршней обеспечивает малую занимаемую площадь, что позволило смонтировать такие насосы на нескольких морских платформах в Мексиканском заливе, США. Эти насосы используются для глушения скважин с жирным газом и для разгрузки газовых скважин с малым дебитом. [3].

2.2 Винтовые насосы (PCP)

Широко используемые в качестве забойных, винтовые насосы завоевали хорошую репутацию. В этих насосах часто используется стальной ротор, который вращается в резиновом статоре, хотя применяются также и статоры из композитных материалов и стали. Полости, формируемые при зацеплении ротора и статора, предоставляют собой эффективный и недорогой механизм откачки многофазной смеси. Такой насос весьма эффективен при наличии песка. Насосы такого типа часто используются при откачке малых объемов и при работе на одиночных скважинах, где их малая стоимость обеспечивает очевидное преимущество перед иными технологиями многофазной откачки.

2.3 Двухвинтовые насосы

Для многофазной откачки наиболее широко применяются двухвинтовые насосы. В двухвинтовом насосе рабочая объемная полость создается при зацеплении двух вращающихся винтов. В отличие от одновинтового насоса, где стальной ротор находится в физическом контакте с резиновым статором, в двухвинтовом насосе роторы не касаются друг друга – между ними и между каждым валом и корпусом имеется небольшой зазор. Двухвинтовые насосы наиболее часто применяются при откачке тяжелой нефти, но в настоящее время завоевывают применение в морских установках и для откачки обычной нефти. Большая объемная производительность этих насосов приводит к тому, что они находят применение в установках, обслуживающих несколько скважин/кустов скважин. В последнее время для описания технических характеристик двухвинтовых насосов было представлено несколько моделей. В **Таблице 1** приведены различные модели, описание которых опубликовано в технических изданиях [13,19,21,31]. Можно видеть, что период 2003-2004 г.г. был очень активным. Характеристики опубликованных моделей имеют значительное преимущество по сравнению с моделями, выпускаемыми на настоящий момент лицензированными производителями. Эти новые модели позволяют проверить расчетные предположения, используемые при подготовке прогнозируемых рабочих характеристик насоса и позволяют сравнить модели, предлагаемые различными производителями.

2.4 Спирально-осевые насосы

Спирально-осевой центробежный насос был разработан и испытан в рамках проекта «Посейдон» [7]. В данной технологии используется спирально-осевой путь движения флюида с целью улучшения рабочих характеристик при откачке многофазной смеси. Было обнаружено, что такая технология имеет преимущества перед погружными центробежными насосами, обычно применяемыми на нефтяных месторождениях, в которых флюид движется в радиальном, а не в осевом направлении. Спирально-осевые насосы обычно применяются при откачке очень больших объемов нефти, например в насосных агрегатах компании Юкос в Сибири, и в установках месторождения Дунбар компании Тоталь в Северном море. Имеется тенденция применения ▶▶

and prime mover, so is very familiar to oilfield personnel. The pump uses a single horizontal pump chamber equip with a dual acting piston (**Figure 2**). A number of these pumps are in operation in Alberta Canada.

Ramp Pump. This pump was first installed commercially by Weatherford in October 1999. It utilizes a hydraulic power system and two single-acting pistons (**Figure 3**). The vertical orientation of the pistons results in a smaller footprint and as a result this pump has been installed in several offshore applications in the U.S.A. Gulf of Mexico. This pump has been used to kick-off wet-gas wells and unload lower rate gas-wells [3].



Figure 2 - Mass Transfer Pump [14]

Рис. 2 - Figure 2



Figure 3 - Ramp Pump [3]

Рис. 3 - Figure 3

2.2 Progressing Cavity Pumps (PCP's)

Widely used as a downhole pump in the oilfield, the PCP has a well established reputation. This pump most often features a steel rotor turning within a rubber stator although steel and composite stators have also been utilized. The chambers formed by the intermeshing of the rotor and stator provide an effective and low cost means of pumping a multiphase mixture. This pump is very effective at handling sand. The pump is most often utilized for lower volume and single-well applications where it's lower price provides a distinct advantage over the other multiphase pump technologies.

2.3 Twin-Screw Pumps

The most widely utilized multiphase pump is the twin-screw pump. The twin-screw pump creates a volume chamber by the intermeshing of two rotating screws. Unlike the PCP, where the steel rotor makes physical contact with the rubber stator, the screws do not touch, but are separated from each other and the housing by a small clearance. Twin-screw pumps are most often applied in heavy oil applications, but are gaining acceptance for offshore and conventional oil developments. The large volume capacity



Рис. 4 - Figure 4

of these pumps tend to push them toward multiwell/ cluster applications. Recently a number of models have been presented to describe the performance of twin-screw multiphase pumps. **Table 1** illustrates the various models that have been published [13,19,21,31]. As can be seen, 2003-2004 has been a particularly active time. These published models represent a significant advance over the proprietary manufacturer models that have existed to this point. These new models allow examination of the ▶▶

Model	Developer	Fluids	Year	Capacity	Comments
Model 1	John & Brown	Water	1980	1000	First model developed for water service
Model 2	John & Brown	Oil & Gas	1985	1500	First model developed for oil & gas service
Model 3	John & Brown	Water & Gas	1990	2000	First model developed for water & gas service
Model 4	John & Brown	Water & Oil	1995	2500	First model developed for water & oil service
Model 5	John & Brown	Water & Gas & Oil	2000	3000	First model developed for water & gas & oil service

Table 1 – Multiphase Twin-Screw Pump Models

Таблице 1
Table 1

таких установок для откачки смеси со средним объемным коэффициентом содержания газа. Неустраняемым недостатком, присущим центробежной технологии, является то, что потоки газа и жидкости разделяются в полости насоса и насос с некоторого момента теряет способность значительного поднятия давления. Общепринято, что при достижении объемного коэффициента содержания газа значения 80%, другие технологии откачки становятся более эффективными. В то время, как для увеличения данного верхнего предела объемного коэффициента содержания газа производители успешно применяют системы рециркуляции, спирально-осевая технология откачки имеет явное преимущество при средних значениях объемного коэффициента содержания газа. Обычно установки со средним объемным коэффициентом содержания газа представляют собой установки с повышенным рабочим давлением, в которых низкий объемный коэффициент содержания газа является прямым следствием повышенного давления, при котором снижается объем газовой фракции в перекачиваемом потоке. В результате такие технологии очень часто удобны для применения в подводных установках.

2.5 Рабочие диапазоны

Технологии откачки могут сравниваться рядом способов. Количество возможных способов для сравнения параметров многофазных насосов резко увеличивается, поскольку дополнительная фаза представляет еще один параметр для сравнения. На рис 5 показан наиболее применимый способ сравнения, основанный на измерении показателей повышения давления и производительности в основных технологиях многофазной откачки. Необходимо отметить, что предельные значения, указанные на графиках для одинарных наземных многофазных насосов, взяты непосредственно из каталогов производителей. В некоторых случаях другие производители в состоянии превысить указанные предельные рабочие параметры. Например, многоступенчатый глубинный двухвинтовой насос производства компании CAN-K может создавать значительно большее давление на выходе, а установки Sulzer, работающие на месторождениях компании Юкос, способны развивать значительно большую производительность по сравнению со спирально-осевым насосом. Необходимо также отметить, что с целью повышения объемной производительности изготовители составляют компоновку до шести насосов для работы в параллель (компания Росскор – двухвинтовые насосы для компании Юкос) и двух насосов, соединенных последовательно, для обеспечения необходимого повышения давления [22]. Такие установки с несколькими насосами обеспечивают повышенную гибкость, упрощая ремонт и реакцию на отказы, одновременно снижая стоимость посредством использования насосов стандартных типоразмеров, а не специально изготовленных насосов очень большого размера. Сравнение различных насосных технологий можно также выполнить по другим параметрам, например по допустимым значениям объемного коэффициента содержания газа и вязкости перекачиваемой жидкости. Исходными данными для сравнения также могут быть специфические показатели, такие, как способность перекачивать флюид с содержанием песка или перемежающийся поток (жидкость-газ), либо по своему размеру, форме и массе.

assumptions used in the development of the pump performance predictions and allow for the comparison of pumps proposed by various manufacturers.

2.4 Helico-Axial Pumps

The helico-axial type of rotodynamic pump was developed and tests as part of the Poseidon project [7]. This technology makes use of a helico-axial flow path to improvement performance under multiphase flow conditions. This has been found to be superior to conventional oilfield ESP pumps, where the fluid follows a radial rather than an axial flow path. Applications making use of the helico-axial technology are typically very large volume applications, such as the Yukos installation in Siberia and the Total Dunbar installation in the North Sea. Helico-Axial applications also tend to exhibit moderate GVF's. Inherent to the rotodynamic technology is the tendency for the gas and liquid streams to separate within the pump and for the pump to lose the ability to deliver a meaningful boost in pressure. It is widely accepted that as GVF's approach 80% other technologies become more effective. While manufacturers have successfully used of re-circulation systems to extend this upper limit of GVF, the helico-axial technology clearly favors the moderate GVF applications. Typically, moderate GVF applications are higher pressure applications where the lower GVF is a direct result of the pressure reducing the gas volume in the production stream. As a result, subsea applications are often very well suited to this technology.

2.5 Operational Ranges

Pump technologies can be compared in a number of ways. The number of possible comparisons increases dramatically for multiphase pumps as the presence of an additional phase introduces a new dimension for comparison. Figure 5 show a very general comparison based on the pressure boost and flow rates for the primary multiphase technologies. It should be noted that the limits shown on the plot are taken directly from pump manufacturers catalogs for single surface multiphase pumps. In some

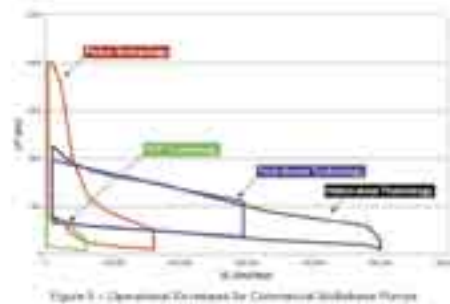


Рис. 5 - Figure 5

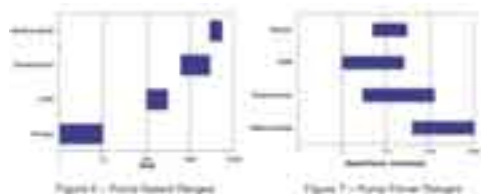


Рис. 6-7 Figure 6-7

cases other manufacturers have been able to exceed the operational limits shown. For example the multi-stage downhole twinscrew pump produced by CAN-K can deliver a much larger pressure boost and the Sulzer Yukos application has been able to deliver higher flow rates from a helico-axial pump. It should also be noted that manufactures have combine up to six pumps in parallel to increase the volume capacity (Rosskor –Yukos twin screw pumps) and have combine two pumps in series to increase the pressure boost provided [22]. These installations with multiple pumps provide increased flexibility for pump repair and response to failures while also reducing costs through use of standard pump sizes rather than a specially design, one of a kind large pump. Comparisons of the various pump technologies can also be made based on parameters such as GVF and liquid viscosity. Application specific issues such as their ability to handle sand or slugging or their size, shape and weight can also serve as a basis for comparison.

3 ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОФАЗНЫХ НАСОСОВ

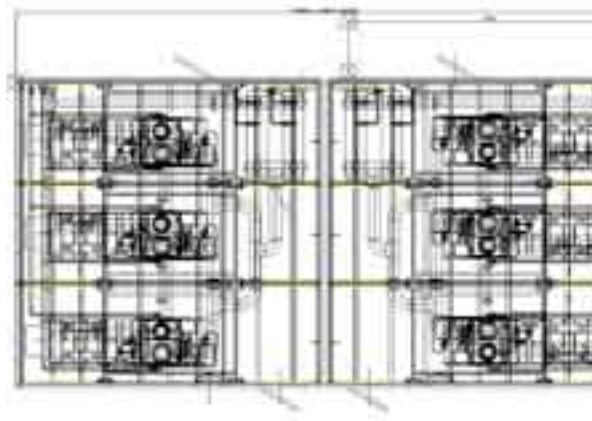
Технология многофазной откачки успешно применяется в нефтегазовой промышленности для решения целого ряда производственных проблем. К сожалению процесс развития этой технологии очень слабо представлен в журналах и публикациях конференций. В следующих разделах приведено краткое описание основных типов установок. Подробности представлены в ежегоднике Техасского университета по монтажу и техническому обслуживанию (в дальнейшем – Техасский университет) - в блоке статей «Круглый стол пользователей многофазных насосов» (MPUR). Эти заседания круглого стола, имеющие место в последние шесть лет, предоставили форум для обсуждения опыта использования насосов конечными потребителями, на которых были также представлены неофициальные досье на эти технологии. После некоторых презентаций последовали выпуски официальной технической документации, но в большинстве случаев презентации круглого стола представляют собой лишь публичное обсуждение применения какой либо конкретной установки.

3.1 Применение для откачки тяжелой нефти береговых месторождений

Использование многофазных насосов для откачки тяжелой нефти береговых месторождений представляет собой наиболее широко используемую форму применения этой технологии. Обычно это большие проекты с бурением большого количества скважин и разработкой новых месторождений. Для таких проектов инженеры имели возможность сравнения операций по добыче обычным способом с современными технологиями использования многофазных насосов. В большинстве случаев подход с применением многофазных технологий обеспечивает экономию капитальных затрат, что может служить рычагом для многих добывающих площадок. Было также установлено, что применение многофазной технологии обеспечивает снижение площади, занимаемой под оборудование, снижение риска разливов нефти и объема выброса газа и паров из резервуаров, а в некоторых случаях - и снижение объема сжигания попутного газа. Наиболее подробно документировано использование этой технологии в Венесуэле, Калифорнии и Индонезии [2,8,9,20]. Однако применение этой технологии на месторождении Oil Sands в провинции Альберта, Канада, было подробно обсуждено лишь на заседании круглого стола (MPUR) [11,29,32]. В следующих разделах описываются следующие проекты: разработка месторождения Orinoco в Венесуэле, проекты закачки пара в пласт на месторождениях Duri в Индонезии и Diatomite в Калифорнии, а также разработка месторождения Oil Sands, провинция Альберта, Канада.

Проект разработки месторождения Orinoco, Венесуэла.

Начальные работы на месторождении, выполненные в партнерстве компаниями PDVSA и Orinoco (Petrozuata, Sincor и Hamaca) предоставили наиболее объемный материал для понимания технологии двухвинтовой многофазной откачки. На этом месторождении для снижения вязкости при добыче и транспортировке нефти используется разбавитель. На этих месторождениях характерной особенностью является малый газовый фактор в начале эксплуатации с последующим его увеличением по мере разработки. Водосодержание, отсутствующее в начале эксплуатации, также возрастает со временем. Двухвинтовые насосы нашли здесь эксклюзивное применение. Как показано в отчете Кристенсена [1], эрозия от воздействия песка составляет 63% объема ремонта насосов при наработке от 40 до 660 дней между ремонтами. В отчете Вербрюгге [30] обсуждаются проблемы и решения при использовании двухвинтовых насосов на проекте Sincor. Сегодня усилия сосредоточены на снижении эрозии под действием песка [1,5, 31], обеспечении откачки с увеличенным соотношением газ-жидкость и на снижении влияния повышенного водосодержания на рабочие характеристики насоса. ►►



Yukos Priobskoye oil field instalation; 6 Rosscor MR 250 pumps in parallel

3 UTILIZATION OF MULTIPHASE PUMPS

The oil and gas industry has successfully applied multiphase pumping technology to solve a variety of operational problems. Unfortunately, the evolution of this technology is poorly documented in journal and conference publications. In the following sections several of the key types of applications are summarized. Details of these applications have been provided as case histories at the annual Texas A&M University – Multiphase Pump User Roundtable (MPUR). This event, which has been held for the past six years, provides a forum for discussion of end user experiences and presentation of informal case histories. Some of these presentations have been followed by formal technical papers, but in most cases the MPUR presentation represent the only public discussion of that particular application.

3.1 On-Shore Heavy Oil Applications

Utilization of multiphase pumps in on-shore heavy oil applications has been the most common form. These are typically mega-projects involving the drilling a many wells and developments of new fields. For such projects, engineers have had the opportunity to compare conventional production operations with the modern multiphase production approach. In most cases the multiphase approach was found to provide upfront capital cost savings that could be leverage across many production sites. The multiphase approach also has been found to reduce the footprint of oil and gas operations, reduce risks of oil spills, and eliminate vapor emissions from tanks and, in some cases, flaring of the associated gas. Applications in Venezuela, California and Indonesia are among the best documented [2,8,9,20]. However, recent applications in the Alberta Canada oil sands have only been detailed at the MPUR [11,29,32]. The following sections describe the Venezuela Orinoco developments, the Indonesia Duri steamflood, the California Diatomite steamflood and the Alberta Canada Oil Sands developments.

Venezuela Orinoco Developments. Early work by PDVSA and the Orinoco partnerships (Petrozuata, Sincor and Hamaca) have provided much of our current understanding of twinscrew multiphase pumping technology. These developments utilize diluent to reduce oil viscosities for production and transportation. These fields feature low initial GOR's that increase over the life of the field. Water cuts, which were initially zero, also increase with time. Twin-screw pumps have been exclusively applied in these developments. As indicated by Christensen [1], sand erosions represents 63% of the pumps repairs with pumps running from 40 to 660 days between repair. Verbrugge [30] discussed problems encountered and solutions developed for use of twin-screw pumps in the Sincor development. Today's challenges focus on mitigation sand erosion [1,5, 31], handling the increasing GLR's and mitigating the effects of increasing water cuts on pump performance.

Indonesia Duri Steamflood. While representing only a few multiphase pumps, the Duri steamflood, operated by CALTEX, has provided important information on pump performance in a sand producing environment. The results indicate that twin-screw pumps can tolerate significant sand production if the sand remains entrained in a heavy oil. Sand transported with steam alone quickly destroys the screws. Details of this application were presented at the MPUR and were later developed into a formal technical paper by Putra & Uphold [20].

California Steamfloods. As first described by Corless at the Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable and later published in 2001 [2], twin-screw multiphase pumps have been installed in the Midway area ►►

Проект закачки пара в пласт на месторождении Duri, Индонезия. Несмотря на то, что в проекте по закачке пара в пласт на месторождении Duri, компанией-оператором которого является CALTEX, представлено небольшое количество многофазных насосов, была получена важная информация по характеристикам насосов в условиях большого содержания песка. Результаты показывают, что двухвинтовые насосы могут справляться с большим содержанием песка при условии его уноса тяжелой нефтью. Песок, переносимый потоком чистого пара, быстро выводит из строя винты. Подробности этого применения были представлены на круглом столе и были позднее включены в официальную техническую документацию, выпущенную Путра, Е. и Д.Д. Апхольд [20].

Проект закачки пара в пласт в Калифорнии. Как было первоначально описано в отчете Корлес, Р на заседании круглого стола пользователей многофазных насосов, а также опубликовано в 2001 г [2], двухвинтовые насосы были смонтированы на участке Midway, недалеко от местечка Бейкерсфилд, Калифорния. Используемые для откачки флюида, производимого при циклической закачке пара в диатомит, эти насосы оказались более эффективными экономически, чем оборудование, применяемое в обычных операциях, когда требуется установка нескольких сосудов большого объема, установки охлаждения вентиляторами обремененных трубных пучков и однофазных насосов. Применение многофазных насосов позволило при транспортировке флюида не удалять содержащееся в нем тепло, тогда как обычные методы требуют охлаждения флюида перед сепарацией и откачкой. Кроме экономии затрат, технология многофазной откачки обеспечивает повышение экологической безопасности. Например, технология многофазной откачки снижает выбросы газов из резервуаров, снижает общую занимаемую площадь и снижает риски, связанные с хранением больших объемов нефти в резервуарах на площадках скважин. С точки зрения эксплуатации использование многофазных насосов снижает количество разрешений, требуемых для использования резервуаров, и снижает расходы, связанные с проведением инспекций и обновлением разрешений. Эта технология также была использована компанией Aera Energy для транспортировки добытого флюида к ближайшей установке подготовки, позволив ликвидировать стареющее и недоиспользуемое оборудование (Рис 8).

Закачка пара на месторождении Oil Sands, провинция Альберта, Канада. В прошлом году провинция Альберта, Канада, стала лидером в отношении количества смонтированных многофазных насосов. На месторождении Primrose, разрабатываемом компанией CNRL, смонтировано больше многофазных насосов, чем где либо еще в мире: к августу 2003 г там было смонтировано 34 насоса [32]. Компания CNRL использует эти насосы для улавливания и транспортировки добытого газа, который ранее сжигался на факеле. Этот газ в настоящее время используется для производства пара на месторождении. После сравнения технологии многофазной откачки с рядом других вариантов, эта технология была выбрана, как наиболее рентабельная и технологически гибкая [11]. Двухвинтовые многофазные насосы также были выбраны компанией Imperial Oil для разработки месторождения Cold Lake [29]. На октябрь 2003 г наработка насосов в компании Imperial Oil составила 27000 часов (3,08 года) без возникновения проблем с механической частью, уплотнениями или вибрацией.

3.2 Применение для откачки обычного газа и нефти береговых месторождений

Применение для откачки обычного газа и нефти береговых месторождений уже также имеет свою историю. Имеется тенденция к использованию только одного многофазного насоса для выполнения специфических производственных задач. Снижение образования гидратных пробок. В холодных условиях газовый гидрат представляет серьезную проблему. В некоторых случаях скважины останавливаются на весь зимний период вследствие образования гидратных пробок в многофазной системе

outside of Bakersfield California. Used to handle fluids produce from the Diatomite cyclic steamflood, these pumps were found to be a cost effective alternative to convention operations, which typically involved the installation of several large vessels, a Fin-Fan cooling unit and single-phase pumps. The use of multiphase pumps allowed heat to be retained in the fluid for transportation, while the convention methods needed to cool the fluids before separation and pumping. In addition to being more cost effective, multiphase pumping provided a more environmentally friendly solution. For example, multiphase pumping eliminated vapor losses from the tanks, reduced the footprint, and reduced the risks associated with storing large volumes of oil in tanks at the well-site. From an operational point of view the use of multiphase pumps eliminated permitting tanks and the costs associated with inspections and permit renewals. This technology has also been applied by Aera Energy to transfer produced fluids to a nearby processing facility, allowing the abandonment of an aging and underutilized facility (Figure 8).



Рис. 8 - Figure 8

Alberta Canada Oil Sands Steam Operations. In the past year, Alberta Canada has jumped into the lead in the number of installed twin-screw multiphase pumps. The Primrose development by CNRL has more multiphase pumps than any other field in the world, having installed 34 pumps by August 2003 [32]. CNRL has used these pumps to capture and transport produced gas that had previously been flared. The gas is now utilized to generate steam for this development. After comparing multiphase pumping with a variety of options, it was selected as the most cost effective and the most flexible [11]. Twin-screw multiphase pumps were also selected by Imperial Oil for their Cold Lake development [29]. As of October, 2003 Imperial Oil had accumulated 27,000 hours (3.08 years) of run time without a mechanical, seal or vibration issue.

3.2 On-Shore Conventional Oil and Gas Applications

Use of multiphase pumps in conventional oil and gas operations also has established a track record. The applications tend to involve only one multiphase pump and tend to address specific operational issues.

Hydrate Mitigation. In colder environments, gas hydrates pose a serious operational problem. In some cases wells are shut-in over the entire winter due to formation of hydrates in the multiphase gathering system. Multiphase pumps have been used to mitigate hydrate problems by boosting pressures out of the hydrate formation region [28].

Boosting Wells into High Pressure Gathering System. Piston, twin-screw and PCP's have all been used in Alberta Canada to boost production from low pressure wells into higher pressure gathering systems. Used as an alternative to installation of vessels and convention gas compression, the multiphase pumping option is often found to reduce the complexity and the cost.

Remote Sites. Multiphase pumps have been used in a number of remote locations to reduce the complexity and cost. These include use of two twin-screw pumps installed in series by ADCO in the UAE [22] and use of helico-axial pumps by Saudi Aramco and by Yukos in Siberia.

3.3 Offshore Applications

Multiphase pumping has been utilized to address several interesting offshore operational challenges. Piston pumps have been used to unload and kick-off low rate gas wells in the U.S.A. Gulf of Mexico. A twin-screw pump was selected to boost a combine gas/liquid flow stream for Freeport McMoRan after the loss of one of their single-phase export pipelines. In addition, an early offshore application of a twin-screw pump was for BP in Trinidad [10].

3.4 Subsea Applications

Multiphase pumping represents the only commercial form of subsea processing. Multiphase pumping represents the most basic type of subsea processing and hence the most achievable. Multiphase pumping can be

сбора нефти. Многофазные насосы используются для устранения этой проблемы путем подъема давления выше диапазона образования гидрата [28].

Подъем давления флюида скважин для закачки в систему нефтесбора высокого давления Для подъема давления флюида, поступающего из скважин с малым давлением с целью дальнейшей закачки в систему сбора высокого давления в провинции Альберта, Канада, используются поршневые, двухвинтовые и винтовые насосы. Очень часто оказывается, что используемая в качестве альтернативы установке сосудов и обычных установок компримирования газа, технология многофазной откачки упрощает и снижает стоимость оборудования.

Удаленные площадки. Многофазные насосы используются в ряде удаленных объектов с целью упрощения схемы добычи и снижения стоимости. Сюда можно отнести использование двухвинтовых насосов, соединенных последовательно, компанией ADCO в ОАЭ [22] и использование спирально-осевых насосов компаниями Saudi Aramco и Юкос в Сибири.

3.3 Применение в морских установках

Технология многофазной откачки была использована для решения многих интересных проблем морской добычи. Поршневые насосы использовались для разгрузки и глушения газовых скважин с малым дебитом в Мексиканском заливе, США. Двухвинтовые насосы были выбраны для поднятия давления смеси газ/жидкость на месторождении Freeport McMoRan после выхода из строя одного из однофазных транспортных трубопроводов. Кроме того, одно из ранних применений двухвинтовых насосов в морских установках было осуществлено компанией Бритиш Петролеум в Тринидаде [10].

3.4 Применение в подводных установках

Технология многофазной откачки представляет собой единственную промышленную технологию обработки в подводных установках. Технология многофазной откачки представляет самый основной тип обработки при подводной добыче и, поэтому, наиболее доступный. Технология многофазной откачки может быть классифицирована как система «Тип No1» для подводной обработки флюида. Она позволяет непосредственно перекачивать многофазную смесь при минимальном наборе оборудования. Многофазные насосы также могут быть использованы совместно с другими технологическими схемами подводной обработки. Например, в системе «Тип No2» используется частичная сепарация добытого флюида. В данном случае многофазный насос представляет собой наилучший вариант откачки потока жидкости с некоторым содержанием попутного газа. Многофазный насос или компрессор жирного газа также представляют наилучший выбор для откачки потока газа. Если газ не выходит под собственным давлением, то многофазный насос или компрессор жирного газа могут поднять давление потока газа, даже если в нем присутствуют несколько процентов объемного содержания жидкости. Являясь относительно новой областью применения, подводная откачка флюида многофазными насосами уже имеет впечатляющую историю. В **таблице 2** представлен список различных проектов с использованием подводной многофазной откачки, находящихся либо в стадии реализации, либо в стадии разработки концепции. Можно видеть, что технология спирально-осевых насосов, представленная компанией Framo, является безусловным лидером [15, 18]. Применение в подводной добыче имеет тенденцию к увеличению производительности при среднем объемном коэффициенте содержания газа, что идеально подходит для этой технологии. В последние годы производители двухвинтовых насосов также представили модификации насосов для подводной откачки. Эти двухвинтовые насосы призваны быть использованными для откачки флюидов с более высоким соотношением газ-жидкость, а также в случаях, когда после прохождения длительных жидкостных пробок на небольшой период происходит резкое повышение соотношения газ-жидкость. ►►

classified as a “Type 1” subsea processing system. It directly handles the multiphase mixture with a minimum of equipment. Multiphase pumps can also be used in conjunction with the other types of subsea processing schemes. For example, the “Type 2” subsea processing system makes use of partial separation of the produced fluids. In this case a multiphase pump will still represent the best option for pumping a liquid stream that will have some amount of associated gas. A multiphase pump or wet-gas compressor will also represent the best choice for the gas stream. If the gas stream is not left to flow under its own pressure, a multiphase pump or wet-gas compressor can boost pressure of the gas stream even when it contains several percent liquid by volume. While a relatively new area, subsea multiphase pumping has established an impressive track record. The **Table 2** shows a list of the various subsea multiphase pump projects underway or in the conceptual stage. As can be seen the helico-axial technology provided by Framo is the established leader [15, 18]. Subsea applications have tended to exhibit the high flow rate and moderate GVF's ideal for this technology. In the past few years the twin-screw manufacturers have also introduced subsea versions of the pumps. These twin-screw subsea multiphase pumps seek to address the higher GLR applications and the applications where slugging can introduce brief periods of high GLR after passage of the liquid slug. This year has been particularly active with many new entrants into this field. While the installation base is very small, some information can be gained from the established track record, with some pumps running in excess of 6 years without need for intervention.

3.5 General Conclusions Regarding Application of Multiphase Pumps

A number of conclusions can be reached concerning what types of applications are utilizing multiphase pumps. This topic is also discussed in the paper by Martin & Scott [12] which address the issue of multiphase pump candidate selection. While multiphase pumping can address a wide variety of issues, the top types of applications are:

- 1) New large-scale developments where new equipment is being purchased.** In these cases, use of multiphase pumps and a multiphase development strategy can reduce upfront capital costs. Existing production where separators, tanks and equipment have already been bought and paid for are more difficult to justify and in most cases multiphase pumping will only be viable to solve environmental issues such as elimination of flaring, installation of vapor recovery systems or to reduce risks of a release from well-site storage vessels.
- 2) Boosting production from low pressure or liquid loaded wells.** When wells can no longer produce at an economic rate or in a steady-state fashion due to a high pressure gathering system, multiphase pumping can be used as an effective artificial lift option.
- 3) Improving recoveries from subsea well.** Subsea wells exhibit some of the lowest ultimate recoveries in the oil and gas industry [4]. To achieve sufficient recoveries, some type of subsea processing will be needed to adequately deplete the reservoir. As the most established form of subsea processing, multiphase pumping is expected to play an increasingly important role in subsea development schemes.

4 CURRENT RESEARCH AREA

Multiphase pumping is a commercial technology that has become accepted as a “best practice” in several different types of oil and gas production applications. However, this technology is very new and a result of adaptation of well established single-phase pumping technologies. At present, we have seen what can be considered only the second generation of these pumps. Early problems with seal failures in multiphase service and fluctuating GVF's [6] have largely been solved, but for the most part the pump is a simple adaptation of the single-phase pump. The future holds the opportunity for many advances as these pumps are applied to challenging new areas and further adapted to improve efficiency and reliability. Just as the modern high bypass turbo jet engine was not invented over night, the multiphase pump would be expected to undergo a number of improvements in coming years. A few of the new applications are discussed below and also the top research areas being pursued at Texas A&M University.

4.1 New Areas of Multiphase Pump Application

The top new areas of application include:

Subsea. While not a completely new area, subsea multiphase pumping is new for the positive displacement technologies. For subsea applications, interest is focused on understanding failure modes, mean time to failure and intervention. Another area of interest is that of speed control. While traditionally the industry has relied on variable frequency drives (VFD's), the large size of the subsea multiphase pumps has generated interest in the use of torque converters for speed control. These devices become cost effective for large applications (greater than 500 hp) and may offer some advantages for subsea operations. The ability to place the speed control ►►

В этом году в данной сфере появилось особенно много новых участников. Несмотря на то, что парк установленных насосов еще очень невелик, некоторую информацию все же можно получить из эксплуатационных журналов, из которых видно, что наработка некоторых насосов превышает 6 лет без необходимости какого-либо вмешательства.

Таблица 2
Table 2

3.5 Общие выводы касательно применения многофазных насосов

Можно сделать несколько выводов касательно того, в каких установках применяются многофазные насосы. Эта тема также обсуждалась в документе, выпущенном Мартин & Скотт [12], в котором обсуждался вопрос выбора возможного типа многофазных насосов. Несмотря на то, что технология многофазной откачки решает многие вопросы, основными видами применения являются следующие:

1) Новые крупномасштабные проекты с закупкой нового оборудования.

В таких случаях использование многофазных насосов и стратегии построения схемы добычи на их основе может снизить начальные капитальные затраты. Существующая схема добычи, когда сепараторы, резервуары и оборудование уже закуплены и оплачены, менее обоснована, а в большинстве случаев технология многофазной откачки является единственно жизнеспособной для решения экологических проблем, таких как снижение объема сжигания на факеле, монтаж систем сбора выбросов газа или снижение риска утечек из резервуаров хранения на площадке скважин.

2) Подъем давления флюида скважин с низким давлением или скважин с большим содержанием жидкости. Когда скважина больше не может добывать в экономически рентабельных объемах или в установившемся режиме вследствие высокого давления в системе сбора нефти, многофазные насосы могут быть эффективно использованы в качестве средства механизированной добычи.

3) Улучшение дебита подводных скважин. Подводные скважины имеют одно из самых низких значений конечной нефтеотдачи в нефтегазовой индустрии [4]. Для достижения удовлетворительного значения нефтеотдачи требуется применение таких технологий подводной добычи, которые способствуют должному истощению резервуара. Являясь наиболее распространенной формой подводной обработки флюида, технология многофазной откачки обещает играть очень важную роль в схемах разработки подводных месторождений.

4 ОБЛАСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ТЕКУЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Технология многофазной откачки является промышленной технологией, которая признана лучшей в различных схемах добычи нефти и газа. Однако эта технология является очень молодой, появившейся в результате адаптации технологий

equipment on the seafloor rather than on a floating platform may provide cost savings. Also the cold deepwater temperatures will be able to dissipate any heat generated by the torque converter. Voith Turbo has developed a torque converter for subsea applications. In March 2004 they demonstrated this device under simulated deepwater conditions. Also, Texas A&M has just installed a torque converter on our Flowserve twin-screw pump. During 2004 we will be investigating the first application of a torque converter with a twin-screw multiphase pump.

Wet-Gas. As GVF's increase the efficiency of multiphase pumps has been found to dramatically decrease. While still representing a savings in upfront capital expenditures, clearly the multiphase pump needs additional work when applied to wet-gas applications. To address this issue, manufacturers are attacking the problem from two different directions. Pump manufacturers are working to improve efficiency of multiphase pumps when GVF's are in the 95-99% range [16] and compressor manufacturers are working to extend their compressor technology to tolerate 1-5% liquids. At Texas A&M, we are also investigating new ideas to improve efficiency of twin-screw and PCP's under wet-gas conditions.

Downhole. The success of surface multiphase pumping has generated interest in taking these same techniques downhole as part of artificial lift methods. For example, the Poseidon helico-axial technology is already being offered by Schlumberger as a first stage gas handler for downhole ESP's [17]. CAN-K is offering a downhole twin-screw pump and others are working to improve the gas handling capability of downhole PCP's.

4.2 Current Research Areas

Each year, a survey of the top technology needs in multiphase pumping is taken at the Texas A&M U. Multiphase Pump User Roundtable (MPUR). Over the years we have seen topics like seals move from being one of the high interest areas to one attracting only moderate interest as seal problems have been solved through use of seal flush systems. One item that has always attracted a lot of interest is that of reliability data and field testing. To address the high interest items identified at each year's MPUR, Texas A&M U. has created the MPUR-Consortium. Working with oil and gas producing companies the list of high interest topics has been further refined and prioritized as listed below:

- 1) Mitigation of Sand Erosion in Twin-Screw Pumps
- 2) Investigation of New Ideas on Wet-Gas Compression for Twin-Screw and PCP's
- 3) Understanding and Mitigating Water-Cut Effects for Twin-Screw Multiphase Pumps
- 4) Downhole Multiphase Pumping
- 5) Installation Guidelines for Multiphase Pumps Operating in Parallel and in Series

These items represent some of the highest interest topics and ones that will be the focus of research at our field-scale facility.

5 REFERENCES

- [1] **Christensen, M.:** "Petrozuata's Experience with Multiphase Pumps in Heavy Oil, Gas, Water and Sand Service," presentation given at the 3rd Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable (MPUR), Houston (May 3, 2001).
- [2] **Corless, R.:** "Multiphase Pumps Replace Conventional Heavy Oil Facilities," Oil & Gas J. (Sept. 24, 2001).
- [3] **Curtis, G.:** "Ram Pump," tutorial given at the 1st Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable-CANADA, Calgary (October 27, 2003).
- [4] **Devegowda, D. and S.L. Scott:** "Assessment of Subsea Production Systems," paper presented at the SPE ATCE, Denver (Oct. 5-8, 2003).
- [5] **Dorenbos, C., Mueller-Link, D. and Jaeschke, A.:** "Sand Handling During Multiphase Operations with Twin-Screw Pumps," SPE paper 69846 presented at the Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Venezuela (March 12-14, 2001).
- [6] **Fagundes Netto, J.R. and E.F. Caetano:** "Similarity Analysis Applied to Two-Phase Slug Flows," paper presented at the 4th N. America Conference on Multiphase Technology, Banff, Canada, 239-249 (June 3-4, 2004).
- [7] **Gie, P.:** "Field Tests of the Poseidon Pump," SPE paper 23624 presented at the 2nd LAPEC, Caracas (1992).
- [8] **Giuggioli, A., Villa, M., De Ghetto, G., and Colombi, P.:** "Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign," SPE paper 56464 presented at the 1999 SPE ATCE, Houston (October 3-6, 1999).
- [9] **Gonzalez, R. and Guevara, E.:** "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase Pumping Technology," SPE paper 30262 presented at the 1995 International Oil Symposium, ►►

однофазной откачки. В настоящее время мы видим, что можно рассматривать только второе поколение насосов такого типа. Первоначальные проблемы, связанные с выходом из строя уплотнений и флуктуацией объемного коэффициента содержания газа [6] в основном решены, но основная часть насоса является простой адаптацией однофазного насоса. Будущее представляет большие возможности продвижения данной технологии, поскольку эти насосы применяются в новых сферах и их эффективность и надежность все более улучшается. Так же как и современный двухконтурный турбореактивный двигатель, который не появился неожиданно, многофазный насос претерпит много улучшений в предстоящие годы. Ниже обсуждаются новые сферы применения и основные области исследования, проводимые Техасским университетом.

4.1 Новые сферы применения технологии многофазной откачки

Основные новые сферы применения включают в себя следующие:

Подводная добыча. Не являясь совершенно новой областью применения, подводная многофазная откачка является новой в сфере технологий объемного вытеснения. Для подводного применения интересы сфокусированы на понимании видов отказа, среднем времени наработки на отказ и на количестве вмешательств персонала. Другой областью интереса является регулирование скорости. В то время как традиционно в промышленности полагаются на приводы с регулируемой частотой, многофазные насосы подводного применения представляют интерес в отношении использования преобразователя крутящего момента в качестве регулятора скорости вращения. Эти устройства становятся рентабельными для крупных установок (мощностью более 500 л.с.) и представляют некоторые преимущества для подводных операций. Возможность размещения оборудования регулирования скорости на морском дне, а не на плавучей платформе, обеспечивает экономию затрат. Кроме того, холодная вода на глубине способна рассеивать любое тепло, генерируемое преобразователем крутящего момента. Компанией Voith Turbo разработан преобразователь крутящего момента для подводных установок. В марте 2004 г. она продемонстрировала свое устройство при смоделированных подводных условиях. Специалистами Техасского университета преобразователь крутящего момента был смонтирован на собственном двухвинтовом насосе компании Flowserve. В 2004 г. мы исследовали первое использование преобразователя крутящего момента на двухвинтовом насосе.

Жирный газ. Было обнаружено, что при увеличении объемного коэффициента содержания газа к.п.д. многофазного насоса резко снижается. Очевидно, что несмотря на экономию первоначальных капитальных затрат, при использовании многофазного насоса в установках по откачке жирного газа требуется проведение дополнительной работы. Для решения этой проблемы производители оборудования атакуют ее с двух сторон. Производители насосов работают над улучшением к.п.д. при значении объемного коэффициента содержания газа, находящемся в диапазоне 95-99% [16], а производители компрессоров работают над тем, чтобы компрессор мог выдерживать содержание жидкости в диапазоне 1-5%. В Техасском университете мы также исследуем новые идеи, улучшающие к.п.д. двухвинтовых и винтовых насосов при откачке жирного газа.

Подземное оборудование скважин. Успех наземного применения многофазных насосов вызвал заинтересованность в применении той же технологии в глубине скважины в качестве метода механизированной добычи. Например, технология спирально-осевого насоса Посейдон уже предложена компанией Шлюмберже в качестве первой ступени для погружных электрических насосов [17]. Компания CAN-K предлагает глубинный двухвинтовой скважинный насос, а другие компании работают над увеличением производительности по газу глубинных винтовых скважинных насосов.



ROSSCOR
MULTIPHASE SYSTEMS

МНОГОФАЗНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НАСОСНЫХ СИСТЕМ



MULTI PHASE PUMP SYSTEM TECHNOLOGY

WWW.ROSSCOR.NL

Телефон +7 495 - 432 62 80

Факс +7 495 - 936 54 45

e-mail rossmosc@mspk.east.ru

4.2 Области выполнения текущих исследований

В Техасском университете каждый год проводятся исследования первостепенных проблем технологии многофазной откачки. Проводятся заседания круглого стола пользователей многофазных насосов. На протяжении нескольких лет мы видим, что, например, проблема с уплотнением утратила свое первостепенное значение и стала обычным техническим вопросом, поскольку с применением системы промывки уплотнений эта проблема была решена. Параметрами, всегда вызывающими неослабевающий интерес, являются данные по надежности и по испытанию в полевых условиях. Для обсуждения этих интересных проблем в Техасском университете создан Консориум круглого стола. В сотрудничестве с нефтегазодобывающими компаниями обновлен и расположен в порядке приоритетности нижеприведенный список наиболее интересных тем:

- 1) Уменьшение эрозии двухвинтовых насосов под воздействием песка
- 2) Исследования новых идей в технологии компримирования жирного газа с помощью двухвинтовых и винтовых насосов.
- 3) Изучение проблемы и устранение влияния водосодержания на работу многофазных насосов
- 4) Многофазная откачка с забоя скважины
- 5) Руководство по работе многофазных насосов в параллельной и последовательной схемах

Эти позиции представляют некоторые из самых интересных тем, на которых будет сфокусированы исследования на наших полевых объектах.

5 ССЫЛОЧНАЯ ЛИТЕРАТУРА

- [1] **Кристенсен, М.:** “Опыт работы компании Petrozuata с многофазными насосами при откачке тяжелой нефти, газа, воды и песка,” презентация прошла на 3-м заседании ежегодного круглого стола Техасского университета, Хьюстон (3 мая, 2001 г).
- [2] **Корлес, Р.:** “Многофазные насосы заменяют обычное оборудование для откачки тяжелой нефти, Журнал «Нефть и газ» (24 сентября, 2001 г).
- [3] **Куртис, Г.:** “Плунжерные насосы,” обзор дан на 1 м заседании ежегодного круглого стола Техасского университета - Канада, Калгари (27 октября, 2003 г).
- [4] **Девеговда, Д. и С.Л. Скотт:** “Оценка подводных систем добычи,” документ представлен на конференции общества инженеров-нефтяников, ATCE, Денвер (5-8 октября, 2003 г).
- [5] **Доренбос, С., Мюллер-Линк, Д. и Йошке, А.:** “Борьба с песком при операциях с многофазными насосами,” Общество инженеров-нефтяников, документ 69846 представлен на симпозиуме по термальной операциям и операциям с тяжелой нефтью, Венесуэла (12-14 марта, 2001).
- [6] **Фагундес Нетто, И.Р. и Е.Ф. Каззано:** “Анализ подбора, применяемый к двухфазным потокам с пробками,” документ представлен на 4-й Северо-Американской конференции по многофазной технологии, Банф, Канада 239-249 (3-4 июня, 2004).
- [7] **И, П.:** “Полевые испытания насоса Посейдон,” Общество инженеров-нефтяников, документ 23624 представлен на 2-й конференции LAPES, Каракас (1992).
- [8] **Йигиолли, А, Вилла, М., Де Гетто, Г. и Коломби, П.:** “Технология многофазной откачки для тяжелой нефти: результаты полевых испытаний,” Общество инженеров-нефтяников, документ 56464 представлен на конференции общества инженеров-нефтяников, 1999 г ATCE, Хьюстон (3-6 октября, 1999).
- [9] **Гонзалес, Р. и Гувара, Е.:** “Экономичная разработка месторождений тяжелой нефти в Венесуэле с использованием технологии многофазной откачки,” Общество инженеров-нефтяников, документ 30262 представлен на международном нефтяном симпозиуме в 1995 г, провинция Альберта, Канада (19-21 июня, 1995).
- [10] **Яггернон, А.Я., Брандт, Я.У. и Мюллер-Линк, Д.:** “Технология многофазной откачки для шельфовых месторождений — идентификация проблем, области применения и решений — часть 1,” документ представлен на Европейской конференции операций по добыче, 1996 - Общество инженеров-нефтяников /Национальная ассоциация по гидроприводам, Ставангер (16-17 апреля, 1996).
- [11] **Кесслер, Б. и Уилкинсон, Д.,** “Использование многофазной технологии для извлечения газа из межтрубного пространства скважины,” документ представлен на 5-м ежегодном заседании круглого стола пользователей многофазных насосов Техасского университета, Хьюстон (7-8 мая, 2003).
- [12] **Мартин, А.М. и С.Л. Скотт:** “Моделирование взаимодействия пласта, НКТ и насоса определяет наилучшие модели многофазной

Alberta, Canada (June 19-21, 1995).

- [10] **Jaggernauth, A.J., Brandt, J.U. and Muller-Link, D.:** “Offshore Multiphase Pumping Technology—Identifying the Problems; Implementing the Solutions—Part 1,” paper presented at the 1996 SPE/NFP European Production Operations Conference, Stavanger (April 16-17, 1996).
- [11] **Kessler, B. and Wilkinson, D.,** “Use of Multiphase Pumping in Annulus Gas Vapor Recovery,” presentation given at the 5th Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable, Houston (May 7-8, 2003).
- [12] **Martin, A.M. and S.L. Scott:** “Modeling Reservoir/Tubing/Pump Interaction Identifies Best Candidates for Multiphase Pumping,” SPE paper 77500 presented at the SPE Annual Technical Meeting & Exhibition, San Antonio (Sept. 29 - Oct. 2, 2002).
- [13] **Martin, A.M.:** Multiphase Twin-Screw Modeling for the Oil & Gas Industry. Ph.D. Dissertation, Texas A&M University (2003).
- [14] **Massinon, R.:** “Mass Transfer Pump,” tutorial given at the 1st Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable-CANADA, Calgary (October 27, 2003).
- [15] **Mobbs, A.:** “Subsea Multiphase Pumps in the Zafiro/Topacio Project,” presentation given at the 4th Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable (MPUR), Houston (May 9, 2002).
- [16] **Muller-Link, D., G. Rohlfing and M. Reichwage:** “Subsea Multiphase Boosting- a Full Size Test Rig,” paper presented at the 4th N. America Conference on Multiphase Technology, Banff, Canada, 239-249 (June 3-4, 2004).
- [17] **Olre, C.:** “Downhole Multiphase Pumping,” tutorial given at the 1st Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable-CANADA, Calgary (October 27, 2003).
- [18] **Pickard, B.,** “Subsea Multiphase Pumps in the Ceiba Field - W. Africa,” presentation given at the 5th Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable, Houston (May 7-8, 2003).
- [19] **Prang, A.J. and P. Cooper:** “Improved Performance Prediction Methods for Multiphase Twin-Screw Pumps,” paper presented at the 4th N. American Conference on Multiphase Technology, Banff, Canada, 239-249 (June 3-4, 2004).
- [20] **Putra, E. and D.D. Uphold:** “Multiphase Pumps for Minas Light Oil Steam Flood, Sumatra-Indonesia,” SPE paper 54292 presented at the 1999 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Jakarta (April 20-22, 1999).
- [21] **Rausch, T., Th. Vauth, J-U Brandt and D. Mewes:** “A Model for the Delivering Characteristics of Multiphase Pumps,” paper presented at the 4th N. America Conference on Multiphase Technology, Banff, Canada, 239-249 (June 3-4, 2004).
- [22] **Saadawi, H. and Olama, S.A.,** “Application of Multiphase Pumps in a Remote Oil Field Onshore Abu Dhabi,” SPE Paper No. 81504, 13th SPE Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April 2003.
- [23] **Scott, S.L.:** “Multiphase Pumping Addresses a Wide Range of Operating Problem,” paper published in the Oil & Gas Journal, pp. 59-71 (Sept. 29, 2003).
- [24] **Scott, S.L. and A.M. Martin:** “Multiphase - The Final Pumping Frontier,” Pumps & Systems Magazine, Randall Publishing (July 2001).
- [25] **Scott, S.L.:** “Multiphase Production Flows into Industry Mainstream,” The American Oil & Gas Reporter, pp 68-73 (June 2001).
- [26] **Shippen, M.E. and S.L. Scott:** “Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression,” paper presented at the PSIG Conference, Portland (Oct. 2002).
- [27] **Singh, A.,** Modeling Twin-Screw Multiphase Pump Performance During Periods of High Gas Volume Fraction. MS Thesis, Texas A&M University, May 2003.
- [28] **Smyth, L.,** “Field Operation of Multiphase Pumps in Hydrate Mitigation,” presentation given at the 5th Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable, Houston (May 7-8, 2003).
- [29] **Vena, T.:** “Use of Multiphase Pumps at Cold Lake,” presentation given at the 1st Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable-CANADA, Calgary (October 27, 2003).
- [30] **Verbrugge, E.:** “Multiphase Pumps—SINCOR Project,” presentation given at the 4th Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable (MPUR), Houston (May 9, 2002).
- [31] **Vetter, G., et. al.,** “Multiphase Pumping with Twin-Screw Pumps— Understand and Model Hydrodynamics and Hydroabrasive Wear,” 17th Texas A&M International Pump Users Symposium, Houston, 2001.
- [32] **Wilkinson, D.:** “Use of Multiphase Pumping in a Annulus Vapor Recovery,” presentation given at the 1st Annual Texas A&M Multiphase Pump User Roundtable-CANADA, Calgary (October 27, 2003). ■

технологии," Общество инженеров-нефтяников, документ 77500 представлен на ежегодном техническом совещании и выставке общества инженеров-нефтяников, Сан-Антонио (29 сент. – 2 окт., 2002).

[13] **Мартин, А.М.:** «Моделирование двухвинтовой многофазной технологии для нефтегазовой промышленности.» Ph.D. диссертация, Техасский университет (2003).

[14] **Массинон, П.:** «Насосы откачки массы», вводное руководство предоставлено на 1-м ежегодном заседании круглого стола пользователей многофазных насосов Техасского университета – Канада, Калгари (27 октября, 2003).

[15] **Моббс, А.:** «Подводные многофазные насосы в проекте Zafiro/Toracio», документ представлен на 4-м ежегодном заседании круглого стола Техасского университета (MPUR), Хьюстон (9 мая, 2002).

[16] **Мюллер-Линк, Д., Г.Рольфинг и М. Рейквейдж:** «Подъем давления подводными многофазными насосами – опытная полноразмерная установка», документ представлен на 4-й Северо-американской конференции по многофазной технологии, Банф, Канада, стр 239-249 (3-4 июня, 2004).

[17] **Ольре, С.:** «Скважинные глубинные многофазные насосы», вводное руководство представлено на 1-м ежегодном заседании круглого стола пользователей многофазных насосов Техасского университета – Канада, Калгари (27 октября, 2003).

[18] **Пикард, Б.:** «Подводные многофазные насосы на месторождении Seiba – Западная Африка», документ представлен на 5-м ежегодном заседании круглого стола Техасского университета, Хьюстон (7-8 мая, 2003).

[19] **Пранг, А.Я и П. Купер** «Методы прогнозирования улучшения характеристик многофазных двухвинтовых насосов», документ представлен на 4-й Северо-американской конференции по многофазной технологии, Банф, Канада, стр 239-249 (3-4 июня, 2004).

[20] **Путра, Е. и Д.Д. Апхольд:** «Многофазные насосы для закачки пара в пласт на месторождении легкой нефти Minas, Суматра, Индонезия», Общество инженеров-нефтяников, документ 54292 представлен на Азиатско-тихоокеанской конференции и выставке общества инженеров-нефтяников 1999, Джакарта (20–22 апреля, 1999).

[21] **Рауш, Т., Т. Ваут, Я.У. Брандт и Д. Мевес:** «Модель характеристик подачи многофазных насосов», документ представлен на 4-й Северо-американской конференции по многофазной технологии, Банф, Канада, стр 239-249 (3-4 июня, 2004).

[22] **Саадови, Х. и Олама, С.А.,** «Применение многофазных насосов

на удаленном береговом месторождении в Абу-Даби», Общество инженеров-нефтяников, документ 81504, представлен на 13-й Ближневосточной нефтяной конференции и выставке общества инженеров-нефтяников, Бахрейн, апрель 2003.

[23] **Скотт, С.Л.:** «Технология многофазной откачки решает широкий ряд производственных проблем», документ опубликован в журнале «Нефть и газ», стр. 59-71 (29 сент, 2003).

[24] **Скотт, С.Л. и А.М. Мартин:** «Технология многофазной откачки – окончательные границы возможностей», журнал «Насосы и насосные системы», издательство Randall (июль, 2001).

[25] **Скотт, С.Л.:** «Добыча многофазными насосами вливается в основное направление промышленности», журнал «Американский репортер нефтегазовой промышленности», стр 68-73 (июнь, 2001).

[26] **Шиппен, М.Е. и С.Л. Скотт:** «Технология многофазной откачки, как альтернатива обычному методу добычи с сепарацией, откачкой и компримированием», документ представлен на конференции PSIG, Портленд (октябрь, 2002).

[27] **Сингх, А.,** «Моделирование рабочих характеристик двухвинтового многофазного насоса в периоды прохождения больших объемных долей газа», Научные тезисы Техасского университета, (май 2003).

[28] **Смит, Л.,** «Работа многофазных насосов в полевых условиях с целью снижения влияния гидратных пробок», документ представлен на 5-м ежегодном заседании круглого стола Техасского университета, Хьюстон (7-8 мая, 2003).

[29] **Вена, Т.:** «Использование многофазных насосов на месторождении Cold Lake», документ представлен на 1-м ежегодном заседании круглого стола пользователей многофазных насосов Техасского университета – Канада, Калгари (27 октября, 2003).

[30] **Вербрюгге, Е.:** «Многофазные насосы — проект SINCOR», документ представлен на 4-м ежегодном заседании круглого стола Техасского университета (MPUR), Хьюстон (9 мая, 2002).

[31] **Веттер, Г., et. al.,** «Многофазная откачка двухвинтовыми насосами – истолкование и построение гидродинамической модели и гидроабразивного износа», 17-й международный симпозиум пользователей насосов в Техасском университете, Хьюстон, 2001.

[32] **Уилкинсон, Д.:** «Использование многофазной технологии для извлечения паров из межтрубного пространства скважины», документ представлен на 1-м ежегодном заседании круглого стола Техасского университета – Канада, Калгари (27 октября, 2003). ■

Multiphase Solutions, Inc.

Системы программного обеспечения

- Системы управления производственными объектами и трубопроводами
- Усовершенствованный контроль и оптимизация работ
- Мониторинг трубопроводов, устранение пробок и обнаружение утечек
- Курсы повышения квалификации инженеров и операторов

Технические консалтинговые услуги

- Гидродинамические расчеты
- Моделирование переходных многофазных потоков
- Динамические характеристики процесса и моделирование по методу конечных элементов
- Система Advisor™ для операторов

Мы помогаем нашим Заказчикам в развитии и оптимизации производственных комплексов стоимостью в миллиарды долларов

01.281.646.1515
www.multiphase.com

A Wood Group Company

Технические решения, разработанные и воплощенные для повышения эффективности ваших производственных объектов