Многофазные насосы: от насосов к применению турбин

Автор: Рене Барбаруло, компания "Юнион Памп" (бывшая DBGP)

Multiphase: from Pumps to Turbine Applications

Rene Barbarulo – Union Pump (formerly DBGP)

В настоящее время нефтегазовые компании ежегодно сжигают миллиарды кубометров добываемого вместе с нефтью попутного газа. В основном это происходит из-за отсутствия газораспределительных сетей и потребителей в местах, где находятся нефтяные месторождения, а также из-за невозможности продавать газ. Сжигание газа является бесполезной тратой энергии, и это признается во многих странах.

Совсем недавно Министерство Природных Ресурсов Российской Федерации объявило о подготовке проектов предложений по созданию для нефтяных компаний стимулов, мотивирующих их прекратить сжигание имеющегося у них попутного газа. Вместо этого, попутный газ должен будет в приоритетном порядке допускаться в газотранспортную систему компании "Газпром". Этот государственный орган уже получил от "Газпром" предварительное согласование на принятие такого положения.

Чтобы подавать природный газ (главным образом метан) в транспортную и распределительную систему, сырой газ необходимо очищать/осушать на установке подготовки газа и поднимать до определенного уровня давление газа. Использование для этих целей многофазных насосов в сочетании с установками подготовки газа может представлять собой интересное техническое и экономическое решение. В самом деле, за последние 20 лет истощение нефтяных месторождений, сопровождающееся увеличением выхода газа, изменение условий эксплуатации скважин и стремление запретить сжигание газа на факелах и принять программу, принуждающую компании использовать попутный газ открыли широкие перспективы для применения многофазных насосов на огромном количестве нефтяных месторождений. Несколько многофазных насосов установлены и эксплуатируются в местах добычи нефти в СНГ (например, в России, Казахстане, Туркменистане) для подачи продукции скважин на ближайшую сепарационную установку нефти и газа.

Currently oil and gas companies flare annually billions of cubic meters of associated gas which is produced jointly with oil. This is mainly caused by the absence of gas distribution network/customers where the oil fields are located and the inability to sell the gas. Gas flaring is energy wasteful and this is being recognized by many countries.

Very recently, the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation announced that it is drafting proposals that would encourage oil firms not to flare their associated gas. Rather, the associated gas should be given priority access rights to Gazprom's gas transportation system. The government body has already gained preliminary approval for this measure from Gazprom.

To be able to feed natural gas (mainly methane) into a transportation/distribution network the raw gas needs to be cleaned/dried in a gas processing facility and its pressure raised to the required levels. Here multiphase pumps used in conjunction with gas processing facilities can offer a technically and economically interesting solution. Indeed ageing oilfields with an increasing gas output, changing well conditions as well as the desire to ban gas flaring and enforce gas reutilization programme have opened applications to multiphase pumping on a vast number of oil fields over the past 20 years. Several multiphase pumps have been installed on oil production sites and are in operation in the CIS (e.g. Russia, Kazakhstan, Turkmenistan) to boost the well products to a near-by gas oil separation plant.

In remote locations multiphase boosting allows the elimination of separators, compressors, individual pumping equipment, heaters, gas flares, tanks and separate flow lines, thus improving production at lower costs. An additional benefit is the reduced environmental impact for onshore installations. The small footprints requiring 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

На отдаленных площадках создание подпора с помощью многофазных насосов позволяет обойтись без сепараторов, компрессоров, индивидуального перекачивающего оборудования, обогревателей, газовых факелов, емкостей и раздельных промысловых трубопроводов, что улучшает эффективность производства и снижает затраты. Дополнительным преимуществом является снижение воздействия береговых установок на окружающую среду. Малая площадь сооружений, составляющая лишь малую долю от площади, занимаемой обычными сооружениями и возможность обрабатывать газ в закрытой системе, вместо того, чтобы стравливать его в атмосферу или сжигать на факеле гарантируют низкий объем выбросов и соответствуют современным глобальным природоохранным тенденциям. Их способность создавать подпор давления и перекачивать продукцию скважин на централизованные перерабатывающие заводы, а также работать в условиях низких давлений на приеме превращают многофазные насосы в идеальный инструмент для освоения малых месторождений. На старых месторождениях объем добычи падает, увеличивается обводненность. Газовый фактор также имеет тенденцию к росту. Если при традиционной технологии добычи в таких случаях необходимо постоянно менять оборудование, приспосабливаясь к изменяющимся условиям (давление на приеме, повышение газового фактора, увеличение доли добываемой воды), то широкий рабочий диапазон многофазных насосов позволяет, несмотря на изменяющиеся условия в скважинах, вести эксплуатацию непрерывно, без технических изменений. Многофазный насос позволит снизить устьевое давление (а значит, дольше эксплуатировать скважину), а повышенное давление на выкиде насоса – подавать нефть вместе с попутным газом на перерабатывающий завод.

Сегодня поршневые и диагонально-осевые насосы уже успешно используются для перекачки многофазной продукции на суше, на море и под водой. Среди поршневых насосов в основном используются двухшнековые (например, производства компании “Leistritz”), в то время как диагонально-осевые (например, изготавливаемые компанией “Sulzer”) фактически являются центробежными насосами, которые могут работать при высоких значениях расхода и давления, со средами, содержащими большие количества газа и переносят колебания содержания газовой фазы. Обычно на приеме содержание газовой фазы может быть 95...98 %. Кроме того, в условиях минимально эффективных месторождений можно ожидать поступления продолжительных газовых пачек. Чтобы поддерживать возможность компримирования газовой фазы в течение всего периода эксплуатации необходимо поступление небольшого количества

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 production drops and the water cut and GF(Gas Factor) tend to increase. While conventional production technology requires a 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 multiphase pump will permit to reduce the well head pressure (allowing the well to keep producing longer) while the increased pressure (at pump discharge) allows the oil to be fed, together with the associated gas, to the processing plant.

Today, both positive displacement pumps and helicoaxial pumps have been successfully used in multiphase applications onshore, offshore and sub-sea. Among the positive displacement pumps, twin screw pumps (e.g. manufcatured by Leistritz) are mostly used, while helicoaxial pumps (e.g. manufactured by Sulzer) are in fact centrifugal pumps which can handle considerably high 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 the pump discharge within the skid limits. Beside 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 and flow) of the helico-axail 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

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

жидкости. Этого можно добиться либо с помощью внутренней системы, которая переносит лишь кратковременные пачки газа, либо путем применения внешней системы управления жидкостью, которая может быть рассчитана на пачки газа продолжительностью 30 минут и более. Внешние системы управления жидкостью размещаются после выкида насоса в пределах блочного модуля. Помимо способности справляться с длительными пачками газа, внешние системы управления жидкостью обычно эксплуатируются без дополнительных требований к охлаждению и могут очищаться от твердых осадков без разборки насоса.

Здесь необходимо отметить, что в присутствии песка или иных абразивных частиц центробежные диагонально-осевые насосы могут быть предпочтительнее, чем двухшнековые поршневые. Действительно, допуски в двухшнековом поршневом насосе меньше, чем в диагонально-осевом (зазоры по API 610 и более). Кроме того, рабочие характеристики (давление и расход) диагонально-осевого насоса, который в силу принципа своего устройства для создания давления не нуждается в малых допусках подгонки деталей, меньше страдают от присутствия твердой фазы. Поэтому в присутствии песка у них получается более длительный срок эксплуатации и лучшие рабочие показатели, чем у двухшнековых насосов.

В то же время, благодаря используемому принципу работы, двухшнековые (поршневые) насосы предпочтительнее для перекачки широкого спектра вязких скважинных жидкостей (таких как эмульсии, парафинистые сорта сырой нефти, сверхтяжелая сырая нефть, содержащая смолы и песок), чем диагонально-осевые (центробежные) насосы. Это существенно важное свойство, в особенности в условиях ухудшения качества добываемой сырой нефти. В регионах с низкими зимними температурами многофазные насосы могут использоваться для борьбы с образованием гидратов и позволят не останавливать добычу на месторождении в этот период.

Кроме того, выбор той или другой технологии должен зависеть от требований к расходу и давлению. Как правило, при высоких проектных значениях расхода (свыше 1000 м3/ч на приеме насоса) и параметрах электропитания (сегодня это до 6 мегаватт) лучше применять диагонально-осевые насосы, чем поршневые.

Аннотация

После реализации совместной программы разработки двухфазного диагонально-осевого насоса, Французский Институт Нефти (IFP) и компания DBGP приступили к программе научно-исследовательских работ по теме диагонально-осевых турбин.

Такие турбины могут применяться вместо клапанов во многих технологических процессах, причем не

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 the 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 (today up to 6 MW) than twin-screw pumps.

Different technologies

After a joint development program for a two phase helicon-axial pump, IFP and DBGP launched an R&D program for two-phase helico-axial turbines. These turbines may be used in place of valves in many process applications, not only for energy recovery, but also to increase liquid production.

We will first look at the development stage, based on former multiphase pumping technology knowledge, flow simulation and tests conducted at the IFP facility in Solaize with liquid and two-phase medium (nitrogen and fuel mixture).

Following this, we will consider the benefits of multiphase turbines in specific potential applications, which represent a broad range of flows, pressures, temperatures, and gas fractions, with various design consequences.

Introduction

Cooperation on multiphase pump technology started between IFP and Pompes Guinard at the end of the seventies with the aim of increasing oil-well life using electro-pumps. Because of the necessity to fit standard borehole diameters, pumps were designed with a huge number of stages.

In the mid-eighties, multiphase pumping extended to production transport from sub-sea satellites. With this in mind, bigger diameters hydraulics, which can also be used for on-shore applications, were developed. Consequently, Hydraulic Recovery Turbines were also used as drivers instead of submersible electric motors. Turbine fluid is clean Injection water, which is also used for lubricating Hydrostatic Radial Bearings and Tilting pads axial thrust bearings. Such a system was delivered, for example, to a field in Norway, which had 10 stages at 5500RPM.

Basics of helico-axial hydraulic cells

Two phase helico-axial pumps and turbines are multistage machines: one impeller and one diffuser per stage for pumps, one distributor and one impeller for turbines. With compressible fluids, pressure break-down through the turbine creates a reduction in temperature, which doesn't occur with incompressible fluids. Other specific differences between single and two phases handling can be considered, like mixture compressibility and centrifugal

только для рекуперации энергии, но и с целью увеличения выхода жидкости.

Сначала, на основе уже имеющихся знаний о технологии работы многофазных насосов, мы коснемся стадии разработки, моделирования расхода и установки IFP в Солез, работающей с жидкой и двухфазной средой (азотом и топливной смесью). Затем мы рассмотрим преимущества многофазных турбин в их возможных конкретных сферах использования, в широком диапазоне значений расхода, давления, температуры, и содержания газовых фракций, а также влияние этих значений на особенности конструкции.

Введение

Сотрудничество в области технологии многофазных насосов началось между IFP и компанией “Pompes Guinard” в конце семидесятых с целью увеличить срок эксплуатации электрических насосов в нефтяных скважинах. Ввиду необходимости подстроиться под стандартные диаметры ствола скважин, насосы конструировались с большим количеством ступеней

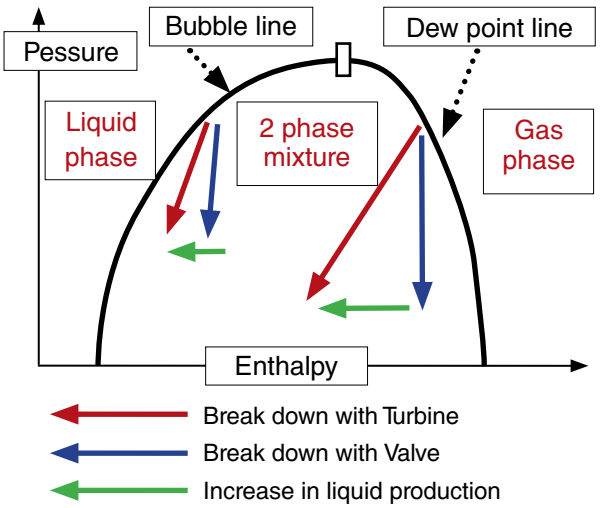
В середине восьмидесятых многофазные насосы стали использоваться в новой сфере – для перекачки продукции от подводных замерных групповых установок. В связи с этим, была

forces, leading to a separation of the density phases.

Resulting dissipation losses, which reduce hydraulic efficiency, depend mainly upon the Gas Liquid volumetric flow Ratio (GLR).

Even in these conditions however, the pressure decrease through the turbine, closer to isentropic process, allows energy recovery from the mixture, which is not the case with a valve (pressure breakdown without enthalpy variation), as illustrated in Fig.1.1.

Fig. 1.1: Thermodynamic behaviour



Производство и поставка насосного (включая многофазные насосы) и технологического оборудования мирового класса для добычи, подготовки, транспорта и глубокой переработки нефти и газа. Технический сервис сложного турбинного, насосного и компрессорного оборудования; технологии поверхностной обработки и продления срока службы для деталей с интенсивным механическим и коррозионным износом.

SULZER

Представительство в Москве:
119034 Россия, г. Москва,
ул. Остоженка, 6, стр. 3, этаж 3
Тел.: +7 (495) 363 24 60
Факс: +7 (495) 363 24 59
E-mail: moscow@sulzer.com
www.sulzer.com

разработана гидравлическая аппаратура большего диаметра, которая также может использоваться и на суше. Впоследствии, наряду с погружными электродвигателями, в качестве привода стали применяться гидравлические турбины возвратного типа. Жидкостью турбины является чистая закачиваемая вода, которая также используется для смазки гидростатических радиальных подшипников и осевых упорных подшипников с шарнирно-закрепленным сегментом подпятника.

Такая система была поставлена, например, на одно из месторождений Норвегии. В ней было 10 ступеней, рассчитанных на частоту вращения 5500 оборотов в минуту.

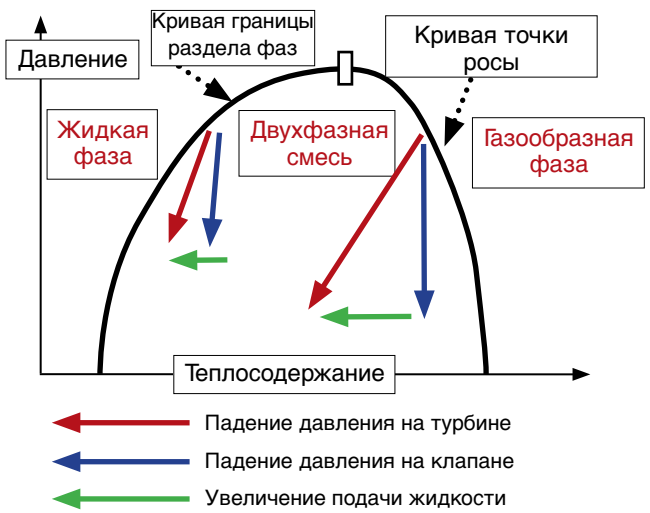
Основы диагонально-осевых гидравлических элементов

Двухфазные диагонально-осевые насосы и турбины представляют собой многоступенчатые механизмы: одно лопастное колесо и один рассеиватель в насосах и один направляющий аппарат и одно лопастное колесо – в турбинах.

При работе со сжимаемыми жидкостями, падение давления на турбине создает понижение температуры, чего не происходит при работе с несжимаемыми жидкостями.Можно отметить и другие отдельные различия между однофазным и двухфазным режимом, такие как сжимаемость смеси и центробежные силы, вызывающие разделение различных по своей плотности фаз.Возникающие в результате диссипативные потери, снижающие гидравлический КПД, зависят главным образом от газожидкостного фактора (GLR).

Однако даже в этих условиях, падение давления на турбине, ближе к изоэнтропическому процессу, допускает рекуперацию энергии из смеси, чего не происходит в случае применения клапана (падение давления без изменения теплосодержания) – см. рис. 1.1. Результатом этого является более низкая температура на выходе и более высокий расход

Рис. 1.1: Термодинамический режим



Design and test of helico axial turbine

While the impeller is the most important pump component for performance, the distributor is the most critical one for turbines, especially at its outlet.

An extensive CFD simulation was carried out with CFX - Tasc Flow. (Fig. 1.2) which resulted in an improved hydraulic profile (Fig. 1.3)

рис. 1.2: Моделирование потока в турбине
Fig. 1.2: Turbine flow simulation

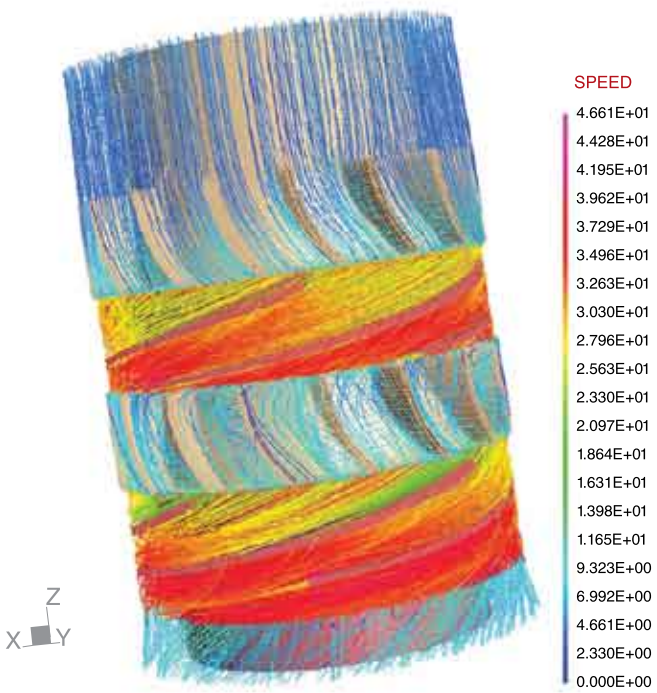


рис. 1.3: Профиль элемента турбины
Fig. 1.3: Turbine cell profile

Конструкция и испытания диагонально-осевой турбины

В то время как наиболее важным в эффективности работы насоса является лопастное колесо, для турбины важнее всего направляющий аппарат, в особенности на выходе из нее.

С помощью программных средств CFX - Tasc Flow было выполнено тщательное моделирование гидродинамических условий (рис. 1.2), в результате чего получился улучшенный гидравлический профиль (рис. 1.3).

На основе результатов моделирования был изготовлен опытный образец, с расчетом на возможное последующее использование на действующем предприятии. (рис. 1.4)

Технические характеристики конструкции опытного образца:
Давление на входе: 6 МПа
Частота вращения: 6500 об/мин. при мощности 600 кВт

Затем опытный образец был испытан на полигоне IFP в Солез, Франция.

Испытывался главным образом двухфазный питательный насос с приводом от электродвигателя с регулируемой частотой вращения, а двухфазная турбина была спарена с индукционным тормозом, причем один двухфазный сепаратор обеспечивал получение на выходе расхода разделенных фаз (жидкость и газ), измеряемых однофазными расходомерами.

Эти испытания подтвердили высокую надежность опытного образца и не только позволили нам проверить гидравлические показатели турбины, но также и определить диапазон расхода/частоты вращения турбины, который ограничивался существующими рабочими параметрами питательного насоса и потерями трения в замкнутой системе.

От опытного образца – к практическому применению

После проведения данных исследований и стадии разработки для демонстрации экономических преимуществ описанного выше образца необходимы испытания в реальных промышленных условиях. Преимущества не ограничиваются просто возвратом энергии, как в однофазной турбине. Возможна ее передача от газообразной к жидкой фазе, и наоборот.

Поскольку потенциальные сферы применения охватывают очень широкий спектр условий эксплуатации по давлению, температуре, величине

Accordingly a prototype was built, with the idea that it could potentially be used on real installation. (Fig. 1.6)

Prototype design specifications:
Inlet pressure: 6 MPa
Speed: 6500 rpm for 600 kW

The experimental machine was therefore built with tilting pads,radial and axial bearings and double mechanical seals lubricated by external oil.

рис. 1.4: Опытный образец многофазной турбины
Fig. 1.4 : Multiphase Turbine Prototype

The prototype was then tested at an IFP test-field in Solaize, France.

The test included mainly the two-phase feed-pump driven by a variable speed electric motor, the two-phase turbine being coupled to an eddy-current brake, and one two-phase separator providing at outlets single phase flows (liquid and gas) measured by single phase flow-meters. These tests confirmed the high reliability of the prototype and not only allowed us to check the hydraulic performances in the turbine, but also tested flow/speed range of the turbine that was limited by existing feed-pump performances and loop friction losses.

From prototype to applications

After this research and development phase, a test in real industrial conditions is necessary to demonstrate the economical benefits of the above prototype.

The benefits are not restricted to just energy recovery as with a single phase turbine, but some transfers may occur between the gas and liquid phases.

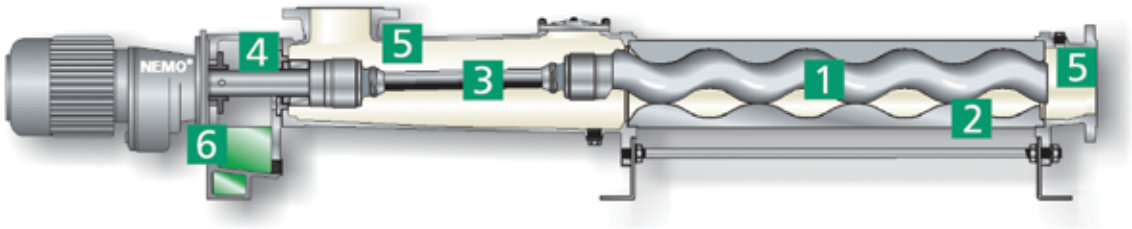
As potential applications cover a very broad range of operating conditions in terms of pressure, temperature, flow-rates, gas fraction and density and machine design

Партнерство на нефтяном промысле

Наша сила – в инновациях

Более 50 лет мы создаем, производим и реализуем по всему миру эксцентриковые шнековые насосы NEMO® для Ваших процессов. Приобретенные ноу-хау при оптимизации и разработке новых и существующих продуктов дополняются партнерством с немецкими и зарубежными клиентами из всех промышленных отраслей.

Устройство эксцентриковых шнековых насосов на примере блочного насоса NEMO® промышленного исполнения



1. Ротор
2. Статор
3. Передающий вал
4. Торцевое уплотнение вала
5. Входной и выкидной корпус
6. Блочное исполнение

Компания NETZSCH OILFIELD PRODUCTS GMBH является дочерним предприятием группы NETZSCH в Германии.

С 2000 года мы поставляем нефтепромысловое оборудование, которое мы производим на заводах в Германии и Бразилии, для нефтедобывающей промышленности.

Наша продукция и услуги

Поставка и пуск в эксплуатацию:

- винтовых насосов PCP
- насосов с погружным приводом NSPCP
- испытательных стендов
- перекачивающих насосов
- другого оборудования

Мы проводим:

- технические консультации
- обучение
- инструктаж персонала

Partnership in the Oilfield

Innovation is our strength

For over five decades, NETZSCH has developed, manufactured and marketed NEMO® Progressing Cavity Pumps worldwide. These accumulated capabilities are supplemented by partnerships with our national and international customers from all types of industries. In cooperation with them we optimise existing models and develop new products.

Typical Components of the NEMO® Progressing Cavity Pump e.g. the NEMO® Block Construction Pump in industrial design

1. Rotor
2. Stator
3. Drive Chain
4. Shaft Seal
5. Suction and Pressure Housing
6. Block Construction Design

NETZSCH OILFIELD PRODUCTS GMBH is a subsidiary company of the group NETZSCH residing in Germany.

Since 2000 we have supplied oil industry equipment produced in our own works in Germany and Brasilia for the oil-producing industry.

Our products and services

Delivery and start-up:

- PCP
- NSPCP®
- Pump test benches
- Transfer pumps
- Other equipment

We provide:

- Consultation in technology
- Training
- Course of instruction for personnel

Сфера применения

Насосы применяются для работы с флюидами следующих характеристик:

- легкая и тяжелая сырая нефть
- абразивные и неабразивные
- высокое содержание парафина
- высокое содержание газа
- высокое содержание воды

Wide scope of Applications

The pumps are able to handle fluids with the following properties:

- light and heavy crude oil
- high content of solids and free of solids
- high content of paraffin
- high content of gas
- high content of water

Широкий диапазон мощности и давления

- производительность от 1 м3/сут. до 500 м3/сут.
- давление до 240 бар
- глубина спуска до 2200 м

Large range of Capacities and Pressures

- flow rates of 6 bpd up to 3.100 bpd
- pressures up to 3.500 psi
- installation depth up to 7.000 ft

Преимущества системы

- отсутствие штанг и износа НКТ в скважинах с отклонением
- производственные параметры насоса не ограничены размерами НКТ
- отсутствие влияния на наземную окружающую среду
- отсутствие газовых пробок в отличие от ESP

System advantages

- no rod and no tubing wear in directional wells
- pump size is not limited by the tubing size
- no environmental impaction on the surface
- no gas-lock associated with ESP

NETZSCH

NETZSCH Oilfield Products GmbH
Gebrüder-Netzsch-Str. 19
D-95100 Selb
Phone: +49 9287 75-424
Fax: +49 9287 75-427
E-mail: info@nop.netzsch.com
www.oil.netzsch.com

AzGerneft Joint Venture
Ul. A. Bagirova 7
Poselok Ramana
370037 Baku
Aserbaidschanische Republik
Tel. 00994124513604, -05
Fax 00994124930328
e-mail: azgerneft@azeurotel.com

расхода, содержанию газа, плотности подаваемой среды и механической конструкции (гидравлический элемент, механическая конструкция и корпус), эти преимущества в существенной степени определяются выбором конкретного технологического процесса.

Рассмотрим возможные сферы применения данного оборудования в нефтегазовой отрасли, на всех этапах технологической цепочки

1. Разведка и добыча

- Управление скважиной с помощью двухфазной турбины и штуцерной задвижки

Дебит на устье скважины обычно регулируется с помощью штуцерной задвижки, но может также регулироваться посредством изменения частоты вращения двухфазной турбины, с дополнительной регулировкой штуцерной задвижкой. Кроме того, двухфазные турбины обеспечивают увеличение возврата энергии и подачи жидкости.

Эта возвращенная энергия может использоваться для привода многофазных насосов или вообще любой вращающейся машины. В случае если это привод насоса, в один корпус и на один вал можно устанавливать две машины, минимизируя таким образом количество механических уплотнений и подшипников, с соответствующим уменьшением механических потерь и поломок.

Эти преимущества проявляются в различной степени, в зависимости от состава флюида (добыча газоконденсата или нефти с попутным газом)

(hydraulic cell, mechanical design and casing) the benefits are highly influenced by process choice.

Potential applications in the Oil and Gas industry, both upstream and downstream

1. Upstream Applications

- Well control with two-phase turbine and choke valve

Wellhead flow is usually controlled by a choke valve, but can also be controlled by speed adjustment of a two-phase (TP) turbine, with further choke valve adjustments. In addition, TP turbines provide an increase in energy recovery and liquid production.

This recovered energy may be used for driving multiphase pumps or any rotating machine for that matter. In the case of pump driving, the two machines can be mounted in one single casing and on one single shaft, minimizeing the number of mechanical seals and bearings, with an associated reduction of mechanical losses and breakdowns.

The benefits are variable with fluid composition (condensate gas or oil production with associate gas) and temperature. From experience, efficiency reduction vs. GLR is lower the higher the pressure.

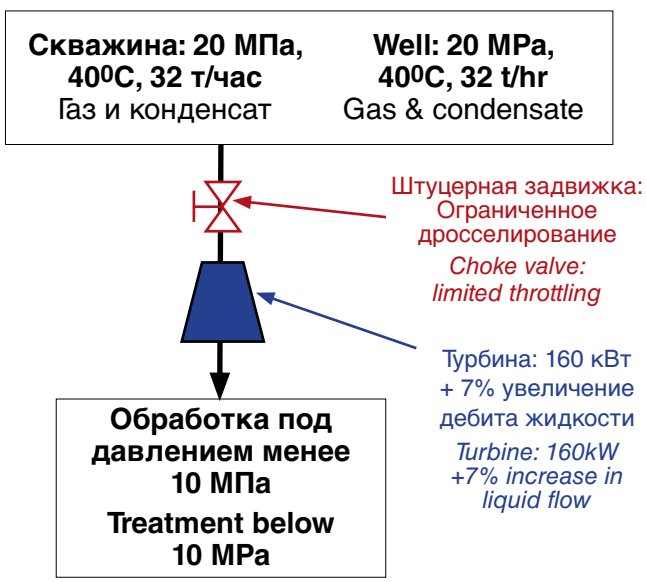
Few MPa are sufficient to reach very low reduction, related to single-phase. For example, with a pressure reduction from 20 to 10 MPa at 40°C and a flow-rate 30t/hr, power recovery would be around 150 kW. (Fig. 2.1)

- High pressure and temperature wells

High pressure and temperature (for instance 100 MPa

Рис. 2.1: Управление скважиной с помощью двухфазной турбины и штуцерной задвижки увеличивает выход жидкости и обеспечивает возврат энергии

Fig. 2.1: Well control with two-phase turbine and choke valve increases liquid production and provides energy recovery



Добыча газа и конденсата, снижение давления вдвое

Case of Gas & Condensate flow & pressure reduction by 2

КПД турбины *Turbine efficiency*	50%	40%
Увеличение дебита жидкости *Liquid flow increase*	50%	4%
Возврат энергии (кВт на т/час) *Energy recovery (kW per t/hr)*	7	5

MPUR Europe

Amsterdam - November 20th, 2007

The 3rd annual **Multiphase Pump User Roundtable - Europe**

Hear the latest stories in the multiphase pumping field directly from the source: **the end users.**

MPUR-Europe's pressure boosting and wet gas compression focus is guaranteed to provide the latest advances in the application of this technology.

Whether you travel to Amsterdam by bike, train, canal boat or plane MPUR-Europe is a great forum for new and experienced engineers to learn about this quickly evolving technology.

Featured Presentations:

- Ormen Lange Subsea Gas Compression Pilot (Hydro)
- Multiphase Pump Application at Main Pass 59A in the Gulf of Mexico (Chevron)
- Modeling Pressure Boosting in Subsea Systems (Shell)

Interactive Workshops:

- ESPs in Subsea Wells and on the Seafloor
- Modeling Boosting in the Production System
- Subsea Multiphase Pumping
- Subsea Wet and Dry Gas Compression

hosted by: bp

sponsored by: EMD Curtiss-Wright Electro-Mechanical Corporation, seepex, CAMERON, FRAMO ENGINEERING, Leistritz, BAKER HUGHES, Centrilift, des OPERATORS, CANOPY TECHNOLOGIES, DIRECTDRIVE SYSTEMS

Visit **MPUR.org/Europe** to learn more.

contact: **Candice Lewis** | (979) 693-3620 | Candice@mpur.org

и температуры. На практике установлено, что снижение КПД в зависимости от газожидкостного фактора по мере роста давления уменьшается.

При работе с одной фазой, для достижения очень малого снижения достаточно нескольких МПа. Например, при снижении давления с 20 до 10 МПа при 40°C и расходе, равном 30 т/час, возврат энергии составляет около 150 кВт (рис. 2.1).

- Скважины с высоким давлением и температурой

Высокое давление и температура (например, 100 МПа и 200°C) на устьях скважин препятствуют освоению месторождений. Чтобы получить возможность обработки газа и жидкостей, давление часто снижают до менее чем 10 МПа. Для снижения температуры перед подготовкой и экспортом могут также применяться охладители.

Замена задвижек на два комплекта последовательно расположенных турбин позволяет получать увеличенный возврат энергии и значительно снижает температуру флюида. Например, при дебите конденсата в объеме 32 тонны в час при температуре 200°C и снижении давления с 80МПа до 7МПа получается 1000 кВт на валу турбины, а мощность охладителей благодаря снижению температуры на 50°C можно уменьшить вдвое.

- Трещиноватые коллекторы

Очень часто в трещиноватых коллекторах нефть и газ добывают в различных режимах давления, причем либо высокое пластовое давление снижается (бесполезная трата энергии) либо скважины с низким давлением не используются.

Многофазные насосы могли бы применяться для увеличения добычи из скважин с самым низким давлением. Турбины, приводимые высоким давлением, могут использоваться в качестве привода для насосов. С целью простоты компоновки, для двух гидравлических секций может использоваться один корпус и один вал, со стороны турбины в скважинах высокого давления и со стороны насоса – в скважинах низкого давления (рис. 2.2).

Получающееся в результате промежуточное пластовое давление (MP) зависит от состава и температуры жидкости, а также от дебита каждой скважины.

- Стабилизация жидких углеводородов

На последующих этапах технологической цепочки, когда основная часть газа из жидкости удаляется, давление в смеси нефти и газа снижается. После отделения, газ обычно сжимают – для отгрузки или

and 200°C) at wellheads will be detrimental to the fields development. The pressure will often be reduced below 10 MPa for allowing gas and liquid treatment. Coolers can also be used for temperature reduction before treatment and export.

Valve replacement by two sets of TP turbines in series brings enhanced energy recovery and reduces significantly fluid temperature. For example with a condensate flow of 32t/h at 200°C, and a pressure reduction from 80MPa to 7MPa provides 1000kW at the turbine shaft, and allows half-size coolers, thanks to 50°C fluid temperature reduction.

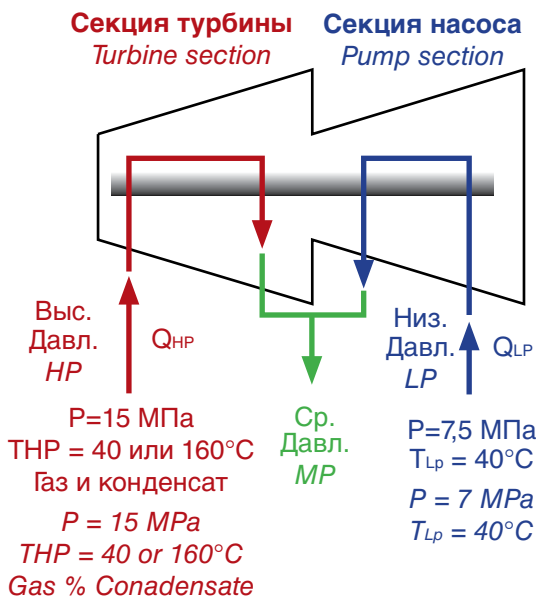
- Fractured reservoirs

Very often in fractured reservoirs, oil and gas is produced at various pressure levels, either high production pressure is decreased (energy waste) or low pressure wells are not used.

Multiphase pumps might be used for boosting production from the lowest pressure wells. Turbines, driven by HP (high pressure) medium, can be used as a pump driver. For arrangement simplification, single casing and single shaft can be used for the two hydraulic sections, turbine side for HP wells, and pump side for LP wells (Figure 2.2).

Resulting intermediate production pressure (MP) is depending upon fluid composition and temperature, as well as flow at each well.

рис 2.2: Двухфазный насос и турбина для трещиноватых коллекторов. Такое сочетание увеличивает добычу нефти (скважины высокого давления) и добычу нефти и газа (скважины низкого давления)
Fig. 2.2: Two-phase pump and turbine for fractured reservoirs. Combination enhances oil (HP well) and oil & gas (LP well) production



- Liquid Hydrocarbon stabilisation

Устали от аварий и простоев?

Самые актуальные технические статьи, интервью с руководителями высшего и среднего звена нефтегазовых и сервисных компаний, а также примеры успешного применения новейших технологий и методик для решения сложных производственных задач. Вы снова на коне!

ROGTEC
выбор отраслевых специалистов!

www.rogtecmagazine.com

ROGTEC

закачки в пласт, а жидкость отгружают потребителю или закачивают в хранилище. Для увеличения выхода жидкости и экономии энергии на сжатие газа, этот процесс сепарации часто производится в несколько этапов. В случае применения двухфазных турбин можно было бы исключить один или два этапа сепарации, увеличить расход жидкости и более эффективно использовать энергию.

- Выработка энергии в отдаленных регионах

Двухфазные турбины могли бы устанавливаться на расположенных в удаленных регионах платформах для привода электрогенераторов, работая за счет двухфазной продукции, поступающей под достаточно высоким давлением. Объем возврата энергии будет при этом в основном зависеть от дебита, величины потери давления, содержания газообразной фазы в смеси, состава и температуры газа.

2. Переработка и транспортировка

- Холодильные циклы

В основной холодильный цикл входит компрессор, конденсационный сепаратор, клапан для снижения давления и охлаждающий аппарат. КПД цикла можно улучшить за счет применения не одного этапа компримирования, а нескольких.

Чаще всего, конденсированный хладагент расширяется от температуры начала кипения, полностью в двухфазном потоке. Выполнялись сравнения холодильных циклов с количеством этапов компримирования до трех, с циклами, в которых применялись клапаны для снижения давления и двухфазные турбины.

Из приведенных примеров следует, что эффект от применения двухфазной турбины возрастает по мере роста температуры конденсации и наиболее ощутим в упрощенных циклах (рис. 2.3). Двухфазные турбины экономят энергию, могут сократить количество этапов компримирования и за счет этого уменьшить вес оборудования и занимаемую площадь.

- Производство СПГ

Перед сбросом давления до уровня, необходимого для хранения, газ при высоком давлении может переохлаждаться, или охлаждаться почти до критической температуры. В системе охлаждения могут использоваться от одного до трех холодильных циклов, но также и чистые или смешанные компоненты. При любой конфигурации, на одном из этапов необходимо снижение двухфазного давления. В настоящее время на предприятиях все активнее идет замена клапанов Джоуля-Томпсона на однофазные (до тех пор, пока не произойдет

Downstream, The pressure of the oil and gas mixture is reduced when most of the gasis from the liquid. After separation, gas is generally compressed for export or re-injection, while liquid is exported or pumped to storage. The process is often carried out with several separation stages for increasing liquid production and for reducing the energy required by gas compression.

TP turbines could spare one or two separation stages, with a liquid flow increase and better energy recovery.

- Energy production in remote areas

TP Turbines might be installed on remote platforms for electricity generator drive, using a two-phase fluid with sufficient pressure. Energy recovery will vary mostly with the flow rate, pressure break down magnitude, mixture gas fraction, gas composition and temperature.

2. Downstream Applications

- Refrigeration cycles

Basic refrigeration cycle includes compressor, condenser, pressure-breakdown valve and chiller, however cycle efficiency may be improved by using more than one stage of compression.

In most cases, condensed refrigerant is expanded from the bubble point, entirely in two-phase flow. Comparisons have been made, in refrigeration cycles with up to three stages of compression, between cycles using breakdown valves and TP turbines.

From these examples, the benefit of a two-phase turbine increases with the condensing temperature and is greater with simplified cycles (Fig. 2.3).

TP turbines save energy, can reduce the number of compression stages and therefore reduce space and weight.

- LNG production

Gas may be super cooled at high pressure, before depressurisation to storage conditions, or cooled near critical point. The cooling system may use one to three refrigeration cycles but also pure or mixed components.In any configuration, there is, at some stage, a requirement for a two-phase pressure decrease. Installations are now progressively replacing J.T. valves with single phase (until gas vaporisation occurs) turbines providing, in some cases, an increase in production of about 5%.

If TP turbine were used, an additional increase of 0.5 to 1% could be obtained.

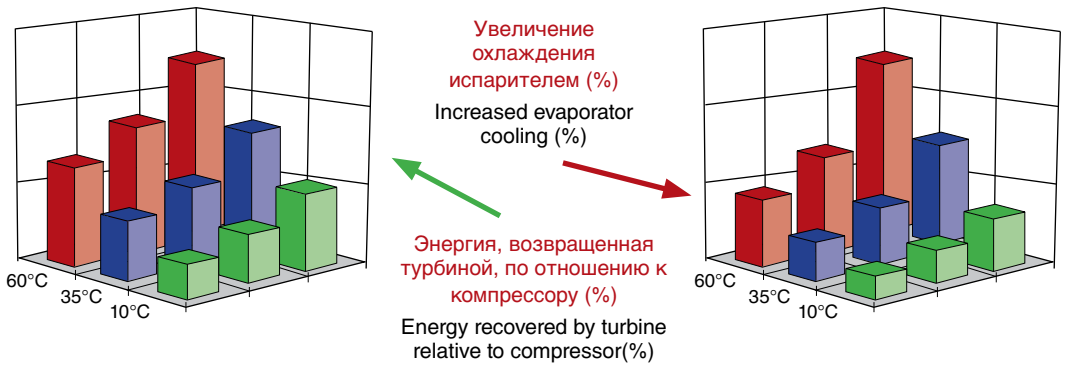
- Other potential uses

Solvent cooling with energy recovery in Solvent

рис. 2.3: Двухфазная турбина в холодильном цикле
Fig. 2.3: TP turbine in refrigeration cycle

Циклы с количеством этапов компримирования от одного до трех
Температура конденсации: от 10 до 60oC. Газ - пропан

Cycles with 1 to 3 compression stages
Condensing temperature: 10 to 60°C - Gas: Propane



испарения газа) турбины, что в отдельных случаях дает около 5% прироста продукции. В случае применения двухфазных турбин, можно было бы получить дополнительное увеличение от 0,5 до 1%.

- Другие возможные сферы применения

Охлаждение растворителя с возвратом энергии на циклах регенерации растворителя или осушки

regeneration cycles or Gas drying wit theh replacement of separator and expander are examples of other potential applications which could be considered for TP Turbine installation.

Conclusion

Potential use of TP turbines has been shown in Upstream applications (Association with choke valve, HP/HT reservoirs, fractured reservoirs, oil stabilisation or remote

газа с заменой сепаратора и расширителя – также примеры возможных сфер применения двухфазных турбин, которые можно было бы рассмотреть.

Заключение

Мы показали возможности применения двухфазных турбин на этапе добычи углеводородов (сочетание со штуцерной задвижкой, коллекторы с высоким давлением и температурой, трещиноватые коллекторы, стабилизация нефти или удаленные регионы), а также на этапе их переработки и транспортировки (производство СПГ, холодильные циклы, гидрообработка, осушка газа и регенерация растворителя).

Все эти возможности применения двухфазных турбин в указанных технологических процессах реализуемы в широком диапазоне условий эксплуатации.

- Газожидкостной фактор может варьировать от 0 (снижение давления жидкости при температуре кипения) до бесконечных значений (вариант расширения газа в точке росы), когда уровень газожидкостного фактора приближается к 10.
- Расход может варьировать от 100м3/час при добыче до 20000м3/час при переработке и транспортировке.
- Давление мажет варьировать в диапазоне от атмосферного (в производстве СПГ) до 100 МПа (скважины высокого давления) с высокой концентрацией при 10 МПа.
- Температура может варьировать в пределах от минус 160°C (в производстве СПГ) до плюс 250°C (скважины с высокой температурой) с высокой концентрацией при температуре 50°C.

Такой широкий диапазон условий эксплуатации отражается на термодинамических характеристиках и на гидравлическом элементе, корпусе турбины и ее механической конструкции.

На практике увеличение расхода через одну гидравлическую ступень должно быть около 1,1 для применения в добыче и около 2 – для применения в переработке.

Особенно интересными представляются те сферы применения, где насос и турбина могут размещаться в одном и том же корпусе, на одном и том же валу.

После проектирования и испытания опытного образца необходим этап опытно-промышленной эксплуатации в условиях действующего предприятия. По результатам этого этапа будет сконструирован, изготовлен и испытан опытный образец для последующего испытания в рамках совместного отраслевого проекта с участием заинтересованного пользователя, IFP и компании “Юнион Памп”.

areas) as well as in Downstream (LNG production, refrigeration cycles, hydro-treatments, gas drying or solvent regeneration).

Considered Process applications provide a broad range of operating data.

- GLR may vary from 0 (liquid pressure reduction at bubble point) till an infinite value (case of a gas expansion at dew point), with high concentration of GLR around 10.
- Flow may vary from around 100m3/hr for upstream to 20000m3/hr for downstream.
- Pressure may vary from atmospheric pressure (LNG application) to 100 MPa (High pressure wells) with high concentration at 10 MPa
- Temperature may vary from –160°C (LNG application) to 250°C (High temperature wells) with high concentration at 50°C.

This wide range of operating conditions has consequences on thermodynamic properties and on hydraulic cell, turbine casing and mechanical design.
In practice, volume flow expansion through one hydraulic stage should be around 1.1 for upstream applications and around 2 for downstream applications.

Particular interest should be given to applications where pump and turbine would be combined in the same casing, on a single shaft.

After Prototype design and testing, pilot phase in true industrial conditions is needed. Resulting pilot will be designed, manufactured and tested in JIP frame, including interested User, IFP and Union Pump.

Контактная информация:
Contacts Information:

Yves Charron, IFP
1-4 Avenue de Bois Preau
92852 Rueil-Malmaison Cedex, France
Yves.charron@ifp.fr

Jean Falcimaigne, IFP
1-4 Avenue de Bois Preau
92852 Rueil-Malmaison Cedex, France
Jean.falcimaigne@ifp.fr

Elise Marchetta, Union Pump
39 avenue du Pont de Tasset - BP 435
74020 Annecy Cedex, France
emarchetta@unionpump.textron.com

Rene Barbarulo, Union Pump
39 avenue du Pont de Tasset - BP 435
74020 Annecy Cedex, France
rbarbarulo@unionpump.textron.com

HELPING OUR CLIENTS OPERATE SAFELY

Uncompromising in our commitment to safety and the environment

Delivered by experts, our independent technical assurance services provide confidence in the safety and operability of your asset. Services include:

- compliance with relevant standards
- integrity management, risk based inspection and corrosion engineering
- consultancy - pipelines, structures, safety and the environment

We can also assess your management systems to international and industry standards. Our unique business assurance approach can help you achieve continual improvement in the performance of your business.

Мы бескомпромиссны в нашей деятельности по обеспечению промышленной безопасности и охраны окружающей среды

Наши услуги в области независимой технической экспертизы, оказываемые квалифицированным персоналом, обеспечат уверенность в безопасности и работоспособности Ваших производственных активов.
Наши услуги включают:

- Обеспечение соответствия требуемым стандартам
- Управление технической целостностью оборудования; обследования, основанные на оценке рисков, и антикоррозионная защита
- Консультации – трубопроводы и металлоконструкции, безопасность и охрана окружающей среды

Мы можем помочь в определении соответствия международным стандартам Ваших систем управления качеством. Наши уникальные методы могут помочь в развитии и совершенствовании Вашего бизнеса.

Visit us at KIOGE 2007, stand C26, October 2-5th

Services are provided by members of the Lloyd's Register Group.

The Lloyd's Register Group works to enhance safety and approve assets and systems at sea, on land and in the air - because life matters.

Chris Renwick
Lloyd's Register
Kazakhstan LLP

T +7 727 2666 081/82
F +7 727 2666 083
E chris.renwick@lr.org

Business Centre "Alatau"
151/115 Abay Avenue
Office 301, Almaty
Republic of Kazakhstan

www.lr.org

Lloyd's Register

LIFE MATTERS