

# Обзор Технологии Электрических Центробежных Насосов

Авторы: Джеймс Ф. Ли, профессор технологии нефти Керр Макги, школа геологии и технологии нефти, университет Оклахомы, Норман, Оклахома; и Саид Мохтаб, советник по научно-исследовательским проектам по природному газу, департамент химии и технологии нефти, университет Вайоминга, Ларами, Вайоминг.

## An Overview of Electric Submersible Pumps Technology

By: James F. Lea, Kerr McGee Professor of Petroleum Engineering, Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma; and Saeid Mokhatab, Advisor of Natural Gas Engineering Research Projects, Chemical and Petroleum Engineering Department, University of Wyoming, Laramie, Wyoming.

### Введение

На более чем 60 процентах нефтедобывающих скважин для производства изначально определенных извлекаемых запасов необходимо применение той или иной технологии механизированной добычи. Из приблизительно 832000 скважин с механизированной добычей в мире, примерно 14 процентах эксплуатировались или эксплуатируются с использованием ЭЦН. Механизированные способы добычи являются неотъемлемой частью эксплуатации скважин, в особенности на месторождениях поздней стадии разработки, где продуктивные пласты не обладают достаточным давлением для подъема нефти на устье. По мере того как дебиты скважины по газу и нефти продолжают снижаться а дебит по воде растет, в частности в пластах с водонапорным режимом, нефтедобывающая компания может начать использовать заводнение - метод повышения нефтеотдачи при котором вода закачивается в пласт через водонагнетательную скважину для перемещения углеводородов к другим скважинам. При этом со временем дебит скважины по нефти продолжит снижаться, а дебит по воде будет расти. В результате, время откачки, к примеру, для станка-качалки растет до того момента, пока насос не станет работать двадцать четыре часа в сутки. В это время, наиболее практичным методом увеличения добычи является установка насоса с большей производительностью. Одним из приемлемых вариантов, в особенности при операциях заводнения с применением больших объемов, является погружной насос с электроприводом.

Системы ЭЦН могут быть наилучшим вариантом для высокодебитных скважин, на которых произошло падение уровня добычи и существует необходимость его повышения. Эта задача актуальна для многих месторождениях в Российской Федерации и странах СНГ. Старые системы газлифта в условиях сильного обводнения могут работать при более низких давлениях и обеспечить более полный отбор извлекаемых запасов нефти, если затратить средства на перевод этих скважин на ЭЦНы. На рис.1 представлены рабочие диапазоны систем.

Из всех систем механизированной добычи электрические центробежные насосы (ЭЦН) обеспечивают наибольшую отдачу на наиболее глубоких скважинах, но вместе с тем их применение требует более частых ремонтов и соответствующего увеличения затрат. В добавок, ЭЦН обеспечивают превосходные рабочие характеристики в средах насыщенных газом и водой. Газ и вода присутствуют естественным образом в сырой нефти в больших объемах. Для возможности откачки нефти на устье необходимо отделить от нее газ и воду. Высокое их содержание может вызвать газовые пробки в механизме насоса, что приведет к значительному снижению производительности и потребует извлечение из скважины всей насосно-компрессорной колонны и повторной ее заправки.

### Introduction

More than 60 percent of producing oil wells require some type of assisted lift technology to produce the recoverable oil originally in place. Out of about 832,000 wells lifted world wide, about 14% are/were lifted with ESP. Artificial lift systems are an essential part of production, especially in maturing oil fields where the reserves lack sufficient pressure to easily bring the crude oil to the surface. As the production of natural gas and crude oil continues to diminish and water production increases, particularly in water driven reservoirs, the lease operator may begin waterflood, an enhanced recovery method in which water is injected into the reservoir at one well to drive hydrocarbons to other wells. However, with time, oil production will continue to fall and water production will increase. As this occurs, the pumping time for a given beam pump system will be increased until the lease pumper is producing the well twenty-four hours a day. At this time, the most practical way to improve production is to install a system with greater production capability. One of the choices, especially in high-volume waterflood operations, is the electrically driven submersible pump.

In Russia and the FSU, where many larger oil wells have declined in production, ESP systems are the best choice. Older gaslift systems which now have a high water cut would produce to lower pressure and produce higher recoverable oil if money were spent to re-equip them with ESP's. See Figure 1 for an idea of the range of operation.

Electric submersible pumps (ESP's) offer the highest yield of most deep-well artificial lift systems, but suffer the highest frequency of expense and repair. In addition, ESP systems offer superior performance in somewhat gaseous and water-infused environments. Gas and water occur naturally with crude oil and in high percentages. The gas and water must be separated from the flow of crude oil in order to pump it to the surface. High percentages can cause gas locking in the pump mechanism resulting in a serious decrease in flow delivery – and requiring the entire production string to be pulled from the well and re-primed.

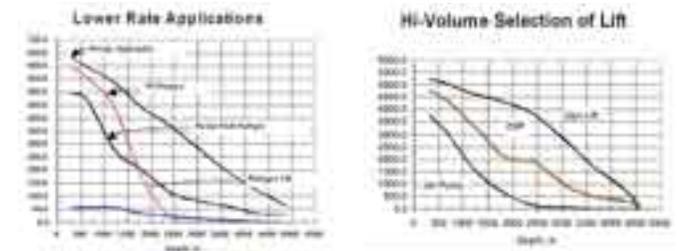
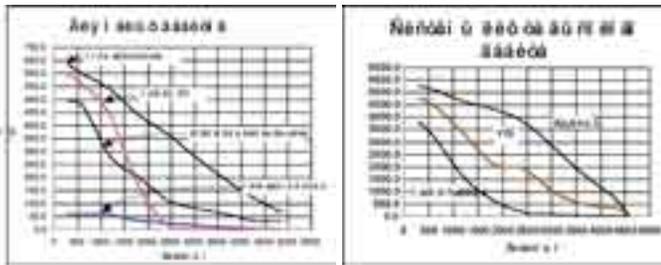


Figure 1: Lift – Rate Charts of AL Methods showing ESP is hi-volume method of lift (Courtesy Weatherford)

### Electric Submersible Pump Technology

Most producing oil fields utilize a downhole pumping system, which is electrically driven, to bring oil to the surface. The pump typically



**Рис.1:** Кривые производительности лифта механизированной добычи, ЭЦН показан как высокодебитный метод лифта (предоставлено компанией Weatherford)

### Технология электрических центробежных насосов

На большинстве нефтяных месторождений на стадии эксплуатации для откачки нефти на устье используются скважинные насосы, которые имеют электропривод. Насос как правило включает в себя несколько последовательных секций центробежных насосов, которые могут быть сконфигурированы с учетом специфических параметров ствола скважины для определенного назначения. Электрические центробежные насосы (ЭЦН) являются общепринятым методом механизированной добычи, обеспечивающим широкий диапазон размеров и производительности. Электрические центробежные насосы как правило используются на старых месторождениях с высокой обводненностью (высоким соотношением вода-нефть). Насосы ЭЦН обеспечивают экономичную добычу путем повышения нефтеотдачи на данных низкопродуктивных старых месторождениях. Заканчивая с оснащением ЭЦН являются альтернативными средствами механизированной эксплуатации скважин, которые имеют низкие давления призабойной зоны. Заканчивая скважины с оснащением ЭЦН являются наиболее эффективным способом эксплуатации высокодебитных скважин. При использовании ЭЦН больших размеров были получены дебиты до 90000 баррелей (14500 м<sup>3</sup>) жидкости в сутки.

### Компоненты ЭЦН

Система ЭЦН состоит из нескольких компонентов, которые вращают последовательно соединенные центробежные насосы для повышения давления скважинной жидкости и подъема ее на устье. Энергия для вращения насоса обеспечивается высоковольтным (от 3 до 5 кВ) источником переменного тока, который приводит в действие специальный двигатель, способный работать при высоких температурах до 300 °F (150 °C) и высоких давлениях до 5000 фунт/дюйм<sup>2</sup> (34 МПа) в скважинах глубиной до 12000 футов (3,7 км) с потребляемой мощностью до 1000 лошадиных сил (750 кВт).

В ЭЦН применяется центробежный насос, который соединен с электродвигателем и работает при погружении в скважинную жидкость. Герметично изолированный электродвигатель вращает серию рабочих колес. Каждое рабочее колесо в серии подает жидкость через отвод во входное отверстие рабочего колеса расположенного над ним. В типовом 4 дюймовом ЭЦН, каждое рабочее колесо дает прибавку давления примерно 9 psi (60 КПа). Например, типичный 10-ти секционный насос создает давление около 90 psi (600 КПа) на выходе (т.е 10 колес x 9 psi). Лифт и производительность насоса зависят от диаметра рабочего колеса и ширины лопатки рабочего колеса. Давление насоса является функцией количества рабочих колес. В качестве примера, 7-ми секционный насос с мощностью 1/2 лошадиной силы может откачивать большой объем воды при низком давлении, тогда как 14-ти секционный насос с мощностью 1/2 лошадиной силы откачает меньший объем но при более высоком давлении. Как во всех центробежных насосах, увеличение глубины >>

comprises several staged centrifugal pump sections that can be specifically configured to suit the production and wellbore characteristics of a given application. Electrical submersible pump (ESP) systems are a common artificial-lift method, providing flexibility over a range of sizes and output flow capacities. Electric submersible pumps are typically used in older reservoirs on wells with high water cuts (percentage of water to oil). ESP's provide cost effective production by boosting fluid production from these less efficient, older reservoirs. ESP completions are an alternative means of obtaining artificial lift in wells that have low bottom hole pressures. ESP completions are the most efficient choice for high volume capable wells. Production rates up to 90,000 barrels (14,500 м<sup>3</sup>) of fluid per day have been obtained using large ESP's.

### ESP Components

The ESP system consists of a number of components that turn a staged series of centrifugal pumps to increase the pressure of the well fluid and push it to the surface. The energy to turn the pump comes from a high-voltage (3 to 5 kV) alternating-current source to drive a special motor that can work at high temperatures of up to 300 °F (150 °C) and high pressures of up to 5000 lb/in<sup>2</sup> (34 MPa), from deep wells of up to 12000 feet (3.7 km) deep with high energy requirements of up to about 1000 horsepower (750 kW).

The ESP uses a centrifugal pump, which is attached to an electric motor and operates while submersed in the well fluid. The sealed electric motor spins a series of impellers. Each impeller in the series forces fluid through a diffuser into the eye of the one above it. In a typical 4 inch submersible pump, each impeller will add an approximately 9 psi (60 KPa) of pressure. For example, a typical 10-stage pump will develop a pressure of about 90 psi (600 KPa) at its outlet (i.e. 10 impellers x 9 psi). The lift and capacity of the pump is related to impeller diameter and the width of the impeller vanes. The pump pressure is a function of the number of impellers. As an example, a 1/2 horsepower 7-stage pump may deliver a high volume of water at a low pressure while a 1/2 horsepower 14-stage pump will deliver a lower volume but at a greater pressure. Like all other centrifugal pumps, an increase in well depth or discharge pressure will reduce the capacity.

In an ESP system, the motor is on the bottom of the assembly, and the pump is on top (Figure 2). An electrical cable is strapped to the outside of the tubing, and the whole assembly is lowered into the well with the pump and motor set below the liquid level. A system of mechanical seals and an equalizer/protector/seal (equivalent names) are used to prevent the fluid being pumped entering the motor and causing a short circuit. The pump can either be connected to a pipe, flexible hose or lowered down guide rails or wires so that the pump sits on a "ducks foot" coupling, thereby connecting it to the delivery pipework. As the motor turns, it rotates the impeller in a stack of centrifugal pump stages. The more stages included the higher it will lift the liquid.

The electric motor must be sized to meet the pump demands, with the pump is designed to carry the fluid load. The shaft may be of Monel, and the stages be made of a corrosion- and wear resistant material. The pump has a rotary centrifugal action. The protector is attached to the top of the pump to seal the motor and allow a drive shaft in the center to drive the pump.

A cable extends out of the upper end of the motor, up the side of the pump/seal, strapped to the outside of every joint of tubing from the motor to the surface of the well, and is extended on the surface to the control junction box. The cable consists of three strands of protected and insulated continuous wire. Because of limited clearance around the pump/seal, a flat cable is usually used to reach from the motor to the tubing above the pump. At this point it is spliced to a less expensive round cable and continues to the surface. The cable may have a metal shield to protect it from damage.

The design requirements for ESP systems require extensive and careful consideration when trying to mediate specific application problems. For design, well inflow information is needed (PI or IPR), well fluids information (oil rate, WOR, GLR), tubular information (depths and sizes) >>

скважины или давления на выходе приводит к снижению производительности.

В системах ЭЦН электродвигатель располагается внизу компоновки, а насос сверху (рис. 2). Электрический кабель крепится к наружной поверхности НКТ и компоновка в сборе спускается в скважину таким образом, что насос и электродвигатель находятся ниже уровня жидкости. Система механических уплотнений и выравнивающее/предохранительное уплотнение (равнозначные названия) используются для предотвращения поступления жидкости в электродвигатель и устранения опасности короткого замыкания. Насос может быть подсоединен либо к трубе, к гибкому шлангу, либо спущен по направляющим рельсам или проволоке таким образом, что насос садится на фланцевую муфту с лапой и при этом обеспечивается соединение с компрессорными трубами. При вращении электродвигателя вращение передается на рабочее колесо в батарее последовательных центробежных насосов. Чем больше секций имеет насос, тем выше будет подъем жидкости. Электродвигатель подбирается с учетом потребностей насоса. Насос проектируется для откачки определенного объема жидкости. Вал может быть изготовлен из монель-металла, а секции из коррозионно- и износостойкого материала. Насос имеет роторно-центробежное действие. Защитный узел крепится сверху насоса для изолирования электродвигателя и для обеспечения движения вала в центре для привода насоса.

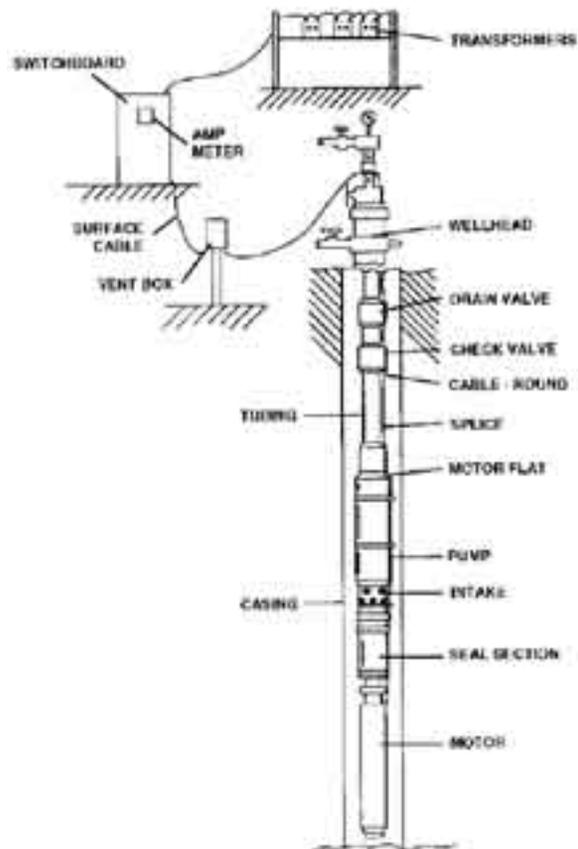
Кабель проходит из верхней части электродвигателя, сбоку от насоса/уплотнения, и крепится к внешней поверхности каждой НКТ по всей длине лифтовой колонны от электродвигателя до устья скважины, а затем до электрораспределительной коробки. Кабель состоит из трех жил защищенного и изолированного непрерывного провода. Ввиду ограниченного зазора вокруг насоса/уплотнения, в промежутке от электродвигателя до НКТ выше насоса используется плоский кабель. В этом месте он срывается с менее дорогим круглым кабелем, который проходит до устья. Кабель может иметь металлическую оболочку для защиты от повреждения.

Проектирование систем ЭЦН требует всестороннего и тщательного анализа с целью одновременного решения ряда специфических задач их применения. Для проектирования требуется информация по притоку скважины (кривая потока (КП) или кривая продуктивности скважины (КПС)), данные о скважинных жидкостях (дебит по нефти, водонефтяной фактор, газожидкостное соотношение), данные по трубам (глубины и размеры НКТ и обсадных труб), температуры (на забое и на устье), и давления на устье скважины. Для надлежащего проектирования и подбора оборудования также требуется информация по твердой фазе, твердым отложениям, асфальтенам, коррозионно-активным жидкостям, коррозионно-активным газам и т.д.

Оборудование устья требует установки силового трансформатора и щита управления, а также электрораспределительной коробки с воздушным охлаждением. Если требуется использование привода с регулируемой скоростью (ПРС), тогда необходим дополнительный повышающий трансформатор в цепи до входа кабеля в устье скважины. Трубная головка имеет конструкцию, позволяющую удерживать колонну НКТ и изолировать электрический кабель. Этот изолятор, как правило, способен выдержать давление как минимум 3000 psi. Щит управления обычно оборудуется амперметром, плавкими предохранителями, молниезащитой и системой отключения. Он имеет и другие устройства, такие как выключатель при высоком и низком токе и аварийную сигнализацию. Он позволяет эксплуатировать скважину непрерывно, с перерывами или полностью остановить эксплуатацию. Он обеспечивает защиту от пиков напряжения или разбалансирований, которые могут произойти в источнике электропитания. Трансформаторы, как правило,

of tubing, casing), temperatures (BHT and WHT), and surface pressures (WHP) are all required. Information on solids, scales, asphaltenes, corrosive fluids, corrosive gasses and other such information is also needed for proper design and selection of equipment.

Surface facilities require a power transformer and a switchboard, and a junction vent box. If a variable speed drive (VSD) is to be used, then an additional step up transformer is needed before the cable enters the wellhead. The tubing head is designed to support the tubing string and seal the electrical cable. This seal is usually designed to hold a minimum of 3,000 psi. A switchboard is usually equipped with an amp meter, fuses, lightening protection, and a disconnect. It also contains other features such as high and low amp cut-offs and alarms. This allows the well to be operated continuously, intermittently or to be shut off. It provides protection from electrical surges or imbalances that may occur in the source power. The transformers are usually located at the edge of the lease site. The incoming electrical power is transformed to the correct voltage required to operate the motor at the anticipated load, and to overcome the electrical losses in the cable. Higher voltage (lower amperage) reduces the losses through the downhole cable, but there may be other considerations (The Lease Pumper's Handbook, 2006).



**Figure 2:** Submersible pump components

**Рис 2:** Компоненты центробежного насоса (Сверху вниз – Трансформаторы, щит управления, амперметр, устьевой кабель, электрораспределительная коробка, устьевое оборудование, дренажный клапан, обратный клапан, круглый кабель, НКТ, сращивание, горизонтальный двигатель, насос, входные отверстия, обсадная колонна, изолирующая секция, электродвигатель)

ESP's have a dramatic reduction in performance when significant fractions of gas enter the pump. The threshold for the onset of gas problems is generally accepted to be 10% of the gas volume fraction at the intake (measured in PIP's, or pump intake pressures). Given their high rotational speed of up to 4000 rpm (67 Hz) and tight clearances, they are not very tolerant of solids such as sand. ▶▶

располагаются на краю кустового основания. Входящее электрическое напряжение трансформируется в напряжение, требуемое для работы электродвигателя на предполагаемой нагрузке и для компенсации потерь в кабеле. Повышенное напряжение (пониженный ток) снижает потери на скважинном кабеле, но следует учитывать и другие факторы (Справочное руководство по промышленным насосам, 2006).

ЭЦН резко теряют производительность когда в насос попадает значительный процент газа. Пороговый уровень для начала возникновения проблемы с газом как правило принимается 10% доли газа по объему на входе насоса при давлении на входе насоса. Ввиду того, что насосы имеют высокую - до 4000 об/мин (67 Гц) - скорость вращения и малые зазоры, они не являются стойкими к воздействию твердой фазы, например песка.

ЭЦНы для нефтяных скважин выпускаются для обсадных колонн диаметров от 4 1/2 до 9 5/8 дюймов. Выпускаются насосы для обсадных колонн большего диаметра, однако они используются преимущественно в водяных скважинах. Для определенного размера обсадной колонны, как правило, более оптимальным выбором является оборудование с большим диаметром. Оборудование с большим диаметром является более коротким, как электродвигатель, так и насосы являются более эффективными, а электродвигатели легче охлаждаются. Они создают тихое компактное устьевое оборудование.

### Преимущества ЭЦН

Вследствие минимальных требований к оборудованию на устье, ЭЦНы могут пользоваться спросом для применений на площадках с ограниченными рабочими площадями, как например на морских установках, если затраты на подъем не являются ограничивающим фактором. Они также используются на промыслах, где нет доступного газа для систем газлифта. ЭЦНы являются одним из наиболее высокообъемных методов механизированной эксплуатации. ЭЦНы имеют преимущество над другими высокообъемными методами, так как они могут создавать более высокую депрессию на пласт и повисить его продуктивность в тех случаях, когда возможно решение проблем с помехой от газа и выноса песка. Диаметр обсадной колонны также не является важным для обеспечения возможности откачки таких больших объемов. По мере роста объемов заводнения, традиционным становится откачка нескольких тысяч баррелей жидкости в сутки в процессе улучшения эффективности пластового вытеснения. Данная система легко может быть автоматизирована и может проводить откачку периодически или постоянно, но постоянная откачка является предпочтительной для увеличения срока службы. Для неглубоких скважин капитальные затраты являются относительно невысокими.

### Недостатки ЭЦН

Существует несколько недостатков ЭЦН. Основной проблемой является ограниченный срок службы. Насос как таковой относится к высокоскоростному центробежному типу, который может быть поврежден абразивными материалами, твердой фазой или обломками. Формирование окалины или минерального осадка может помешать работе электрического центробежного насоса. Экономическая эффективность ЭЦН в большой мере зависит от стоимости электроэнергии. Это является особенно критичным в отдаленных регионах. Система не обладает широкой эксплуатационной гибкостью. Все основные компоненты находятся в призабойной зоне скважины, поэтому, когда возникает проблема или требуется замена какого-либо компонента, приходится извлекать всю систему целиком. Если присутствует высокий процент газа, принимаются меры для его отделения и возврата назад в обсадную колонну до того как он попадет в насос. Засасывание больших объемов свободного газа может вызвать неустойчивую работу и привести к механическому износу и возможному перегреву. На морских установках, где по правилам требуется применение пакера, весь газ откачивается с жидкостью. В этих особых условиях применяются специальные насосы, в которых возможно создание первичного напора на приеме насоса.

### Отказы оборудования

Когда оборудование выходит из строя (см. пример на **рис.3**), оно обычно возвращается в ремонтную мастерскую для диагностики и анализа отказа. Обычно основная причина отказа не всегда сразу является очевидной. Для детального осмотра вышедшего из строя разобранного насоса, можно воспользоваться приведенным в списке литературы справочным



## Оптимизация работы погружного оборудования

### Система дистанционного контроля и управления работой УЭНЦ в режиме реального времени

По оценкам экспертов по всему миру в двух скважинах из трёх, эксплуатируемых механизированными методами, добыча может быть существенно оптимизирована. При этом не последнюю роль играет возможность определения состояния оборудования, и на основании этого принятие наиболее оптимальных решений.

Система espWatcher\* компании «Шлюмберже» позволяет осуществлять дистанционный контроль и управление УЭНЦ, тем самым предотвращая преждевременные отказы насосов и увеличивая сроки их эксплуатации. Система espWatcher обеспечивает надёжную двустороннюю связь, хранение и анализ данных, не допускает возникновения неисправностей оборудования и аварийных ситуаций.

Результатом использования системы espWatcher становится снижение эксплуатационных расходов и повышение дебита, что в конечном итоге выражается в значительном увеличении рентабельности.

Технологии «Шлюмберже» — оптимизация работы погружного оборудования.

[www.slb.com/espwatcher](http://www.slb.com/espwatcher)

# Schlumberger

руководством Ли и Поуэрса (1984) “Диагностика электрических центробежных насосов”. Если представляется возможным выявить причины отказа, на последующих установках может быть использовано усовершенствованное оборудование для снижения вероятности последующих поломок. В прошлом многие нефтедобывающие компании посылали своих представителей для освидетельствования разборки, однако по последним отраслевым соглашениям, в основном эта работа проводится исключительно поставщиками. См. следующий раздел “Агрессивные среды” по методам защиты от абразивных твердых частиц.

### Разработки новейших ЭЦН

См. прилагаемый список литературы “Новости механизированной добычи, Часть 2 – Четырнадцать разработок глубинных и наземных систем одиннадцати компаний по электрическим центробежным насосам и другим системам механизированной добычи, авторы Ли и др. (2006). Четыре из данных презентаций охватывают новое подземное и наземное оборудование для систем ЭЦН, включая данные по ЭЦН фирмы Бейкер Хьюз для сверхвысоких температур, системы мониторинга Welllink и Welllift фирмы Бейкер Хьюз, данные по новому ЭЦН Smithlift HSESP, где глубинный электродвигатель ЭЦН приводит в действие диафрагменный насос с производительностью около 200-300 баррелей/день с глубины 2500 футов.

Совсем недавно фирма Мувинг Вотер Индастриз (MWI) разработала новый ЭЦН, который состоит из объединенного водонепроницаемого электродвигателя и цилиндра насоса, и в котором исключен длинный вал и сложные системы приводов. В электрических центробежных насосах MWI используются стандартные промышленные уплотнения, которые не являются дорогостоящими (Мувинг Вотер Индастриз, 2006).

### Агрессивные среды: Обращение с твердой фазой:

Твердая фаза, как правило, пластовый песок или песок от гидроразрыва, может вызывать интенсивный преждевременный износ ЭЦН. Концентрации песка отличаются по абразивности, остроте кромок, и концентрации в промиле (ppm). Максимальное ppm, которое ЭЦН может выдержать - около 5000 ppm. Необходимо проводить анализ песка по рекомендации производителя ЭЦН или по другим документам. На рисунке ниже показаны проблемные участки в любом насосе, возникающие при выносе твердой фазы:

При выносе песка малые зазоры становятся увеличенными, эффективность насоса падает, эксцентричное вращение вызывает проблемы с подшипниками и другими частями.

Шлюмберже РЕДА решает данную проблему в насосе ARZ при помощи нескольких модификаций, включая применение более твердых материалов насоса, с повышенным содержанием никеля и добавлением некоторого количества хрома, а также других добавок, что в результате дает твердость по Бринелю 180-220. Эти модификации также включают усовершенствованный и упрочненный ступичный диффузор и радиально-упорные подшипники концевой вала.

Далее приводятся варианты повышения устойчивости к повышенной концентрации песка и абразивности:

ARZ (Диоксидциркониевая муфта - Диоксидциркониевая втулка)

ARZ ZS (Диоксидциркониевая втулка – муфта из SiC)

ARZ SS (муфта из SiC - втулка из SiC)

5530 Ступени

ARZ с двухрядным подшипником

Напыленное покрытие карбида вольфрама

ARZ с одним подшипником на каждой ступени

Шлюмберже РЕДА также предлагает на выбор конструкции насоса плавающего или компрессионного типа. Конструкция компрессионного типа ступенчато передает нагрузки на упорный подшипник протектора, таким образом частично устраняется износ

ESP's for oil wells are designed for casing sizes from 4 1/2 to 9 5/8" casing. Pumps designed for larger casing are available; however, they are mainly used in water wells. The largest diameter equipment for a given casing size is generally the best selection. The larger equipment is shorter, both the motors and pumps are more efficient, and the motors are more easily cooled. They present a quiet low profile wellhead.

### ESP Advantages

Due to these minimal surface requirements, ESP's can be a popular choice for space limited applications such as offshore facilities if pulling costs are controlled. They are also used in locations where gas is not available for a gas lift system. ESP's are one of the higher volume methods of lift. ESPs have advantages over some other high volume methods since they can create a higher drawdown on the formation and achieve more production, if problems such as gas interference and sand production can be solved. Casing size is also not important to being able to pump these high volumes. As waterflood volumes increase, it is common to pump several thousand barrels of fluid a day while trying to improve formation sweep efficiency. This system is easy to adapt to automation and can pump intermittently or continuously, but continuously is preferred for longer life. For shallow wells, the investment is relatively low.

### ESP Limitations

There are some drawbacks to the ESP. The primary concern is the limited operational life. The pump itself is a high speed centrifugal type that can be damaged by abrasives, solids or debris. The buildup of scale deposits or gyp can interfere with the operation of submersible pumps. The economics of an ESP is heavily dependent on the cost of electrical power. This is especially critical in remote areas. The system has limited flexibility. All the major components are at the bottom of the well so the entire system may have to be pulled when a problem is encountered or a change is required.

If a significant quantity of gas is present efforts are made to separate it and return it back to the casing before entering the pump. Ingesting large volumes of free gas can cause erratic performance and result in mechanical wear and potential overheating. Offshore installations, where regulations require a packer, force all the gas to be pumped with the liquids. Special pumps are available in the industry to allow initial building of head at the pump intake under these special conditions.

### Failed Equipment

When equipment fails (see an example shown in **Figure 3**), it is usually returned to the shop for inspection and failure analysis. The root cause is not always immediately evident. For details of what to look for at a failed pump teardown, see the included reference by Lea and Powers (1984) on Submersible Pump Inspection. If failure trends can be identified, then improved equipment can be used for subsequent installations to reduce future failures. In the past many operators sent representatives to co-witness the teardowns, however with the newer alliance agreements, most of this work is done exclusively by the vendors. See following section on “Harsh Environments” as to how to protect against solids abrasion. ▶▶



**Figure 3:** Severely worn impeller, subjected to pumping solids, observed in a pump teardown inspection.

**Рис 3:** Интенсивный износ рабочего колеса, которое работало с откачкой твердой фазы, выявленный после инспектирования разобранного насоса.

# ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

## PROTEX™

Это имя широко известно на территории России и Казахстана.

На протяжении нескольких последних лет погружные винтовые насосы компании PROTEX™ произведенные в Канаде, демонстрируют непревзойденную безотказность в работе при эксплуатации в различных технологических условиях.

На многих скважинах межремонтный период работы достиг уровня 1200 суток.

Простота и надежность конструкции, высокое качество изготовления и приемлемая стоимость – эти факторы являются решающими для потребителей продукции компании PROTEX™.

В соответствии с запросом к погружному оборудованию, технические специалисты компании PROTEX™ проведут анализ эксплуатационных характеристик по скважинам, разработают и предоставят оптимальную конструкцию погружного насоса для каждой скважины, которая будет соответствовать всем пожеланиям и технологическим требованиям заказчика.



Сделать заказ или получить ответы на возникшие вопросы можно посетив сайт компании [www.protexcis.com](http://www.protexcis.com) или связавшись непосредственно с нашими специалистами:

Телефон: +1-403-252-9230  
 Факс: +1-403-252-9350  
 E-mail: [pcpump@protexcis.com](mailto:pcpump@protexcis.com)

Почтовый адрес:  
 P.O. Box 42029  
 400-9737 Macleod Tr. S.  
 Calgary, Alberta, Canada T2J 0A0

## A WORLD OF DIFFERENCE IN EVERY PUMP

между отдельными ступенями и диффузорами при наличии песка. Эта конструкция предлагается всеми крупными поставщиками ЭЦН, хотя сборка насоса требует большей точности по сравнению с конструкцией плавающего типа.

Фирма Бейкер Хьюз Центрилифт предлагает несколько вариантов, относящихся к эксплуатации в условиях повышенного содержания песка. Они включают:

Обычная конструкция насоса

Ничего не добавляется для абразивной стойкости

SND Стабилизированный нормальный режим эксплуатации

Упрочненная головка и основание подшипника (ТС) + одного в центре

SHD Стабилизированный тяжелый режим эксплуатации

Упрочненная головка и основание подшипника (ТС) и упрочненные вкладыши, размещенные со стандартным отношением длина/диаметр только радиальной поддержки

SSD Стабилизированный сверхтяжелый режим эксплуатации

Упрочненная головка и основание подшипника (ТС) + Неразъемный

T-образный подшипник скольжения с размещением 1:5 T-образный подшипник в модуле для радиального и в диффузоре для смешанного потока

SXD Стабилизированный предельный режим эксплуатации

Было получено на насосе ODI SSP (Super Sand Pump) для радиальных ступеней или CL 1:1 для смешанного потока

Указанные выше варианты в настоящее время продолжают совершенствоваться и дают новые преимущества при выносе твердой фазы. Новая серия насосов Centurion™ отличается большим проходным отверстием ступеней для предотвращения закупоривания нагнетательного отверстия насоса твердой фазой и окалиной.

Новые серии насосов показывают более высокие уровни напорного давления, производительности и другие характеристики, которые приводятся ниже:

#### Прием насоса:

Корпус 4.0 и 5.38 дюйма, изолированный у наиболее толстой части скважины, в сочетании с резьбой баттрес обеспечивает давление разрыва 5627 psi.

Двойные уплотняющие кольца для защиты резьбы.

Серия 400 имеет 11/16" вал на одноступенчатых насосах и 7/8" вал в ступенях HV. Серия 538 имеет вал 7/8" и 1 3/16".

Нитроновый материал является стандартным, Монель и Инконель (зарегистрированные торговые марки фирмы Спешиал Металз Корп) по желанию заказчика.

Подшипник впуска насоса: Никелевый износостойкий - стандартный, с карбидо-вольфрамовым твердосплавным покрытием по желанию заказчика.

Шести зубцовый шлиц SAE подходит ко всем существующим уплотнениям

Размещение болтов подходит ко всем существующим уплотнениям.

#### Головка:

Размещение болтов подходит ко всем существующим насосам и нагнетательным головкам.

Шести зубцовый шлиц SAE подходит ко всем существующим насосам.

Верхние концы всех валов закрепляются на шпонках для эксплуатационных испытаний с вращением.

Несколько уплотняющих колец для защиты резьб.

Верхний подшипник с вкладышами: Никелевый износостойкий - стандартный, с карбидо-вольфрамовым твердосплавным

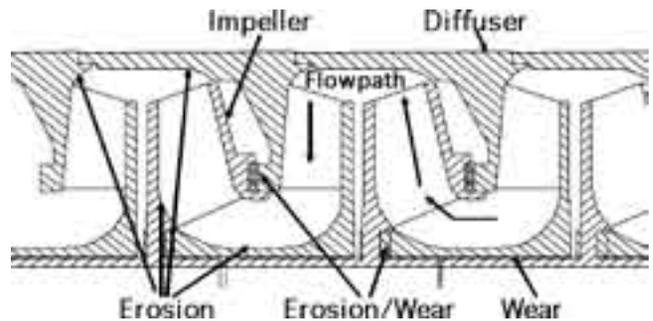
#### New ESP Developments

See included reference to What's New in Artificial Lift, Part 2- Fourteen downhole and surface system developments from eleven companies for electrical submersible pumping and other artificial lift related operations by Lea et al. (2006). Four of the presentations include new downhole and surface equipment for ESP systems including information on Baker Hughes ESP for extremely high temperatures, Baker Hughes Welllink and Welllift system monitoring systems, and information on the new Smithlift HSESP, where a downhole ESP motor powers a diaphragm pump capable of about 200-300 bpd from about 2500 ft.

More recently Moving Water Industries (MWI) has developed a new ESP that is a direct coupled waterproof motor and pump bowl which eliminates long shafts and complex drive systems. MWI's electric submersible pumps use standard commercially available seals which are low cost (Moving Water Industries, 2006).

#### Harsh Environments: Solids Handling:

Solids, most commonly formation or frac sand, can cause severe premature wear in an ESP. Sand concentrations vary in abrasiveness, sharpness and ppm. The maximum ppm that ESP's can handle might be around 5000 ppm. Sand analysis from the ESP vendor or from another source is recommended. The figure below shows typical problem areas in any pump due to solids production:



**Figure 4 :** Problems areas in radial flow stage due to solids production (courtesy Schlumberger REDA)

**Рис. 4 :** Проблемные участки в зоне радиального потока, возникшие в результате выноса твердой фазы (предоставлено фирмой Шлюмберже РЕДА)

СВЕРХУ: Рабочее колесо, Диффузор  
СНИЗУ: Эрозия, Эрозия/износ, Износ

As sand is produced, tight clearances become enlarged, pump efficiency degrades, eccentric rotation causes bearing and other problems.

Schlumberger REDA attacks this problem in their ARZ pump with several modifications including a harder material for the pump materials including more Nickel and addition of some chrome among other things resulting in a hardness of 180-220 Brinell. They also include improved and harder hub diffusers and end shaft journal bearings.

Some options in order of increasing sand concentrations and abrasiveness are listed below:

ARZ (Zirconia Sleeve-Zirconia Bushing)

ARZ ZS (Zirconia Bushing-SiC Sleeve)

ARZ SS (SiC Bushing - SiC Sleeve)

5530 Stages

ARZ w/double bearing distribution

Tungsten carbide flame coating

ARZ w/one bearing every stage

Schlumberger REDA also offers a choice of either a floater or compression pump design. The compression design transfers stage loads to the protector thrust bearing eliminating some wear between individual stages and diffusers in the presence of sand. This option is

покрытием по желанию заказчика.

Корпус 4.0 дюйма, изолированный у наиболее толстой части скважины, в сочетании с резьбой баттрес обеспечивает давление разрыва 5627 psi.

Насосы фирмы Везерфорд обладают следующими конструктивными особенностями:

- Ступени насоса устанавливаются на валу из никель-медного суперсплава с высоким пределом прочности на разрыв
- Материал основного корпуса изготовлен из низкоуглеродистой стали. Головка и основание изготовлены из среднеуглеродистой стали, а также подшипник TiC корпуса стойкий к износу для предотвращения радиального износа и вибрации; для работы в агрессивных коррозионных условиях может быть заказан корпус из нержавеющей стали, или по желанию заказчика корпус из углеродистой стали может быть покрыт напылением из монель-металла.
- Для условий работы в абразивной (песок) среде, все подшипники могут быть выполнены из стойкого к износу карбидо-вольфрамового твердого сплава для поддержания радиальной устойчивости.
- Все насосы Везерфорд изготовлены в соответствии со стандартом ISO 9001:2000 и испытаны по API-RP-11S2.

Как и все производители Везерфорд предлагает компрессионные насосы, а большинство производителей также предлагают особые покрытия или специальные сплавы для корпусов для работы в условиях коррозионно-агрессивных сред. Везерфорд заявляет, что может поставлять специальные насосы для тяжелых режимов эксплуатации.

Фирма Вуд Груп ИСП для работы в условиях агрессивных сред предлагает по желанию заказчика стойкие к абразивному износу/радиально стабилизированные насосы и различные процессы нанесения диффузионных упрочняющих покрытий. Ступени насоса покрываются для повышения стойкости к абразивному износу и также для формирования окисной пленки.

Абразивно-стойкий насос AR предназначен для выноса твердой фазы. Валы изготовлены из материала nitronic 50 или из других высокопрочных коррозионно-стойких материалов.

Совсем недавно были представлены 3 новых высокоэффективных насоса малого объема серии 400 с большими отверстиями крыльчатки. Насос TD460 предлагает более широкие отверстия крыльчатки, которые улучшают прокачиваемость жидкости с низкой плотностью, работают при больших газовых факторах и снижают влияние твердого осадка. Эти насосы имеют наивысшую эффективность и напорное давление на ступень в диапазоне производительности до 450 баррелей/день. Разработке насоса TD460 предшествовало усовершенствование насосов TD150, TD300 и TD460. Фирма Вуд Груп ИСП предлагает широкий выбор компрессионных насосов на заказ.

#### **Осложненные условия эксплуатации: Управление свободным газом на приеме насоса:**

Было проведено множество исследований с целью определения случаев, когда газ становится помехой для работы ЭЦН. Одно из исследований (Тюрпин и др., 1986) показывает, что когда отношение  $\phi = 666$  (объем газа/объем жидкости) / PIP больше чем 1.0, рабочие характеристики насоса падают от кривой напора. PIP – давление на приеме насоса.

Следующий график дает примерные значения возможностей ЭЦН при работе с газом ►►

available from all the major ESP providers although the pump build requires more care than when using the floater design.

Baker Hughes Centrilift continues to offer several options related to sand handling. They include:

Normal pump construction

No particular features added for abrasion resistance

SND Stabilized Normal Duty

Harden Bearing (TC) in the head and base + one in the middle

SHD Stabilized Heavy Duty

Harden Bearing (TC) in the head and base and hard bearings

spaced at a standard l/d ratio

This is radial support only

SSD Stabilized Severe Duty

Harden Bearing (TC) in the head and base plus a T flanged sleeve bearing spaced 1:5

The T bearing is in a module for radial and in the diffuser for mixed flow

SXD Stabilized Extreme Duty

This was derived from the ODI SSP (Super Sand Pump) for radial stages or the CL 1:1 for mixed flow

The above options are now continued with a new pump design that offers additional advantages when producing solids. The new Centurion™ pump line incorporates a larger stage opening to help prevent solids and scales from bridging the pump discharge.



**Figure 5:** Baker Hughes Centrilift Centurion™ pump stage (Courtesy Baker Hughes Centrilift)

**Рис.5:** Ступень насоса Centurion™ фирмы Бейкер Хьюз Центрилифт (предоставлено фирмой Бейкер Хьюз Центрилифт)

The new series of pumps shows higher head production, efficiency and other features listed below:

#### **Intake:**

4.0 and 5.38 in. housing, scaled on the thickest part of the well, combined with buttress threads provide a 5,627 psi burst pressure. Dual “O” ring seals protect threads.

The 400 series features an 11/16” shaft I stand pumps and a 7/8” shaft in HV stages. The 538 series has a 7/8” and a 1 3/16” shaft. Nitronic material is standard, Monel and Inconel (Registered TM’s of the Special Metals Corp) optional.

Captured intake bearing: Ni-Resist standard, tungsten carbide optional. SAE six-tooth spline mates to all existing seals  
Bolt pattern matches all existing seals.

#### **Head:**

Bolt pattern matches all existing pumps and discharge heads.

SAE six-tooth spline mates to all existing pumps.

Upper end of all shafts are splined to field test rotation.

Multiple “O” ring seals to protect threads.

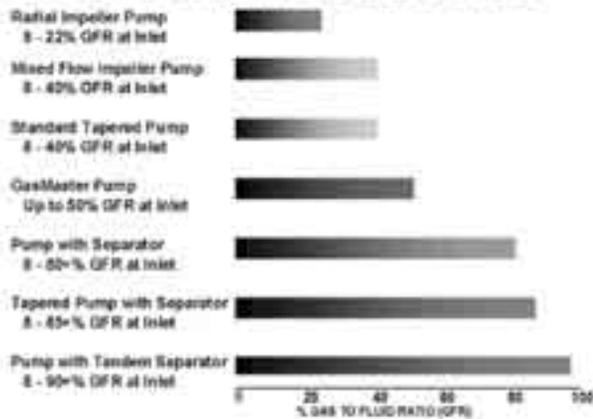
Captured bushing upper bearing. Ni-resist standard, tungsten carbide optional.

4.0” housing sealed on the thickest part of the well, combined with buttress threads provides a 5,627 psi burst pressure.

Weatherford pumps offer the following features:

- Stages mounted on nickel/copper super-alloy shaft for high inherent yield strength
- Main housing material comprised of a low-carbon steel. Head and base made from medium-carbon steel and also house abrasion-resistant TiC bearing to prevent radial wear and vibration; for corrosive ►►

## ESP CAPABILITIES IN GASSY CRUDE



**Рис 6:** Приблизительные возможности ЭЦН при работе с газом (с разрешения фирмы Бейкер Хьюз Центрилифт)

### Центрилифт. Работа с газом:

Центрилифт предлагает два типа газовых сепараторов: роторного камерного типа, который разделяет газовую и жидкую фазы с помощью центробежной силы, и циклонного камерного типа в которой центробежная сила в циклоне обеспечивает отделение загазованной жидкости.

Роторная камера работает посредством пропуска жидкости через вращающуюся камеру, которая действует как замкнутая центрифуга, подавая более тяжелую жидкость к внешнему диаметру и оставляя легкий газ в центре. В конечной точке камеры газ поступает назад в кольцевое пространство обсадной колонны.

В циклонном сепараторе применяется короткое направляющее устройство для создания вращательного движения для разделения газированной жидкости на две фазы. Скорость вращения жидкости ниже, чем в конструкции с роторной камерой, и жидкость вращается свободно по всему диаметру в области сепарации. По сравнению с роторной камерой более медленное вращение является предпочтительнее, если присутствуют включения.

Серия	Тип	Назначение модели		Макс.дебит (баррелей/д)	Мощность вала л.с при 60 Гц
400	РОТОРНЫЙ	СТАНД.	400GSR	4000	550
	ЦИКЛОННЫЙ	СТАНД.	400GSR	5000	550
	ЦИКЛОННЫЙ	ВЫС-ОБ.	400GSVHV	8000	550
538	РОТОРНЫЙ	СТАНД.	538GSR	10000	1250
	ЦИКЛОННЫЙ	ВЫС-ОБ	538GSVHV	15000	1250

Фирма Центрилифт предлагает газовые сепараторы для большинства наиболее часто используемых серий насосов: 338, 400, 513, и 675. В 2005 году Центрилифт внедрил сепаратор GasMasterTM для серий 400 и 538.

Для повышенных содержаний газа сепаратор может применяться в сочетании с мульти-лопастным газовым насосом MVPTM для получения напора даже в том случае, когда газ поступает в ступени MVP.

### Шлюмберже Реда: Работа с газом:

Установка AGH фирмы Шлюмберже для работы в условиях повышенного содержания газа является модифицированным, многоступенчатым насосом с высокой быстроходностью, предназначенным для потока жидкости с высоким содержанием газа. По заявлению представителей РЕДА, насос способен работать с потоком жидкости с высоким объемным газовым фактором (45%) при низком давлении на приеме, и тем не

application stainless steel housings can be provided, or carbon steel housing can be "flame-sprayed" with a monel coating if preferred.

- For abrasive (sandy) conditions, abrasion-resistant tungsten carbide bearings can be used throughout the pump to maintain radial stability.
- All Weatherford pumps built to ISO 9001:2000 standard and are tested to API-RP-11S2.

Weatherford offers the compression pumps, as do most manufacturers. Most manufacturers also offer the special coatings or metallurgy housings as above for corrosive conditions. Weatherford states that special pumps for harsh well conditions can be made available.

Wood Group ESP's offer the following for more sever environments; optional abrasion resistant/radially stabilized pumps and various stage coating sand diffusion processes for hard coatings. Stages may be coated to increase resistance to abrasion and also to scale build up.

The AR, or Abrasion Resistant pump is designed for solids production. The shafts are made of nitronic 50 or other high-strength, corrosion-resistant materials.

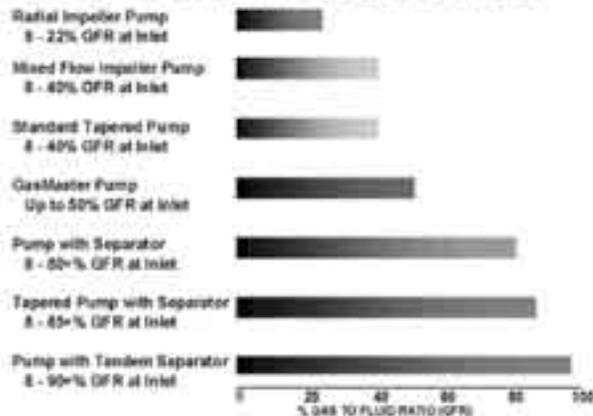
Three new higher efficiency, low-volume pumps with wider vane openings have recently been introduced into the 400 series pump line. The TD460 offers wider vane openings that can help produce lower gravity fluid, handle more gas and reduce the effects of scaling. These pumps have the highest efficiency and head per stage of any in the 450 bpd range. The development of the TD460 was preceded by the improved TD150, TD300 and TD460 pumps. Wood Group ESP's offer a large choice for wider vane openings for 400 series pumps. They too offer the compression pump build.

### Harsh Conditions: Handling Free Gas at Pump Intake

There are many studies to determine when gas is a problem to ESP performance. One study (Turpin et al., 1986) shows that when  $\phi = 666$  (gas volume/liquid volume) / PIP is greater than 1.0, pump performance falls off the head curve. PIP is the pump intake pressure.

The below chart estimates ESP gas handling capabilities:

## ESP CAPABILITIES IN GASSY CRUDE



**Figure 6 :** Approximate ESP Gas Handling Capabilities (courtesy Baker Hughes Centrilift)

### Centrilift Gas Handling:

Centrilift offers two types of gas separators; The rotary chamber type, which separates gaseous and liquid phases through pure centrifugal force and the vortex chamber type in which centrifugal force in a vortex achieves separation of gassy fluids.

The rotary chamber works by passing fluid through a rotating chamber, which acts as an enclosed centrifuge forcing the denser liquid to the outer diameter and leaving the lighter gas in the center. At the end of the chamber the gas is channeled back into the casing annulus. ▶▶

менее создавать достаточный уровень напора. Как правило, он устанавливается в качестве нижнего центрального в последовательных секциях сдвоенного насоса. Установка AGH действует путем снижения размеров пузырьков пара и изменения распределения газовых пузырьков, смешивая газовой и жидкостной поток воедино, установка AGH преобразует потоки в однофазную жидкость до того как она поступает в насос. Она также может быть установлена последовательно над газовыми сепараторами роторного или циклонного типа.

Система Poseidon™ фирмы Шлюмберже - многофазное устройство осевого потока для работы с газом, устанавливается ниже нефтяного насоса для эффективной работы с газированными жидкостями. Устройство может устанавливаться над газовым сепаратором в том случае, если газ может быть выпущен, или над стандартным приемом, если весь газ должен поступать в насос.

Система Poseidon™ (торговая марка Нефтяного института Франции (IFP), фирм Total и Statoil; лицензией на технологию обладает Шлюмберже) это многофазный геликоаксиальный насос. Ступени осевого потока питают главный нефтяной насос и подают поток жидкости и газа на ступени насоса. Объем газа снижается посредством компрессии системы Poseidon. По сообщениям, система работала при газовом объемном факторе до 75%.

Газовый сепаратор фирмы Шлюмберже – динамическое сепарационное устройство, в котором применяется действие естественного циклона, создаваемого особой конфигурацией впускного отверстия, состоит из индуктора осевого потока, многочисленных генераторов вихревой воронки, многочисленных подшипников со сквозным потоком и выпускным переходником для обеспечения высокоэффективной сепарации газа. В газовом сепараторе циклонного типа используется технология ARZ циркониевых устойчивых к износу подшипников в сочетании с усовершенствованной общей системой подшипников для повышения надежности.

#### **Сепаратор фирмы Везерфорд**

Газовый сепаратор фирмы Везерфорд основан на сепарации фаз различных плотностей под действием центробежных сил. Газовый циклонный сепаратор Везерфорд был разработан для отделения газа и отличается пониженной вибрацией, высококачественными подшипниками, низким расходом мощности и повышенной эффективностью. Сдвоенный газовый сепаратор циклонного типа был разработан для эксплуатации на скважинах с высокими дебитами, на которых использование моносепаратора было бы недостаточным для обеспечения общей эффективности.

#### **Сепаратор фирмы Вуд Групп:**

Газовый сепаратор фирмы Вуд Групп, узел стойкой к абразивному износу откачивающей системы фирмы, состоит из трех ступеней. В первой ступени, используется низкооборотистое колесо NPSH для придания энергии жидкости. В сепарационной камере используется ротор с закрепленным штифтовым замком стальными лопатками, который создает центробежную силу для разделения жидкостей с разной плотностью. В переходной секции, жидкости с меньшей плотностью выбрасываются из корпуса ►►

Проектирование систем для бурения и добычи. Поставка оборудования и материалов для вновь строящихся и модернизируемых установок для бурения и добычи. Строительство, ремонт, монтаж и пуско-наладка. Услуги по надзору за ходом выполнения работ и технический консалтинг.



Технические решения для разработки сложных месторождений. Наш струйный скважинный насос нового типа обеспечивает отбор больших объемов пластовых жидкостей со средним или высоким содержанием твердой фазы.



Оборудование для высокоэффективного перемешивания и качественного приготовления бурового и цементного растворов.



Разработка, изготовление и поставка под ключ напорных манифольдов и трубопроводов.



Высококачественные противопожарные заслонки, сертифицированные для применения в нефтегазовой, нефтехимической, энергетической, атомной и обрабатывающей отраслях. Высокое качество противопожарных заслонок подтверждено ведущими классификационными обществами мира.



газового сепаратора в кольцевое пространство скважины.

В тех случаях, когда объем свободного газа не может быть обработан роторным газовым сепаратором, может применяться газовый сепаратор XGX. Система XGC имеет компрессионную камеру вслед за сдвоенным газовым сепаратором. Компрессионная камера позволяет с помощью сжатия перевести свободный газ назад в раствор при одновременном дроблении крупных газовых пузырьков в мелкие. Это обеспечивает формирование однородного раствора, с которым ступень ЭЦН может создать напор без образования газовых пробок.

### Способы запуска

#### **Монтаж и спуск на сборной колонне НКТ с креплением кабеля снаружи**

#### **Преимущества:**

Этот метод является традиционным. Для спуска/извлечения используются обычные буровые установки. Доступность во всем мире услуг по установке, обслуживанию, замене, ремонту и т.д.

#### **Недостатки:**

С текущей потребностью в буровых установках высокая стоимость и низкая доступность установок является главным недостатком. Данная система несет наиболее высокий риск механического повреждения кабеля, и кабель подвергается воздействию среды, находящейся в стволе скважины. Разъемы и сочленения кабеля подвергаются воздействию среды в стволе скважины. Кабель крепится к НКТ через каждые 25 футов, хотя в настоящее время большинство нефтедобывающих компаний при заканчивании на морских скважинах и наклонно-направленных скважинах используют кабельные зажимы на каждом замке НКТ для защиты и крепления кабеля вместо менее прочных крепежных лент. Скачки давления во время запуска и эксплуатации оказывают значительное воздействие на кабель и компоновку. Традиционный метод является самым медленным методом монтажа и спуска/извлечения, к тому же может возникнуть проблема безопасного проведения операции спуска и извлечения.

#### **Спуск на непрерывном гибком НКТ (СТ) – Кабель снаружи**

#### **Преимущества:**

Является более быстрым методом развертывания насоса. В большинстве случаев используется стандартная установка и оборудование гибких НКТ. Проведение работ без буровой установки является огромным преимуществом во многих регионах.

#### **Недостатки:**

Существует риск механического повреждения кабеля при спуске и подъеме. Кабель подвергается воздействию среды в стволе скважины. Разъемы и сочленения кабеля подвергаются воздействию среды в стволе скважины. Требуется кабель улучшенного исполнения. Как упоминалось ранее, крепление лентами через каждые 25 футов является

The vortex separator uses a short inducer to produce a rotary motion to separate the two phases of a gassy fluid. The speed of fluid rotation is lower than with the rotary chamber design and the fluid is allowed to rotate freely in the full diameter of the separation area. The slower rotation makes it preferable when abrasives are a factor compared to the rotary chamber type.

Series	Type	Model Designation		Max. Rate (B/D)	Shaft HP Capacity @ 60Hz
400	ROTARY	STD.	400GSR	4000	550
	VORTEX	STD.	400GSR	5000	550
538	ROTARY	STD.	538GSR	10000	1250
	VORTEX	HI-VOL	538GSVHV	15000	1250

Centrilift offers gas separators for all the most commonly used pump series; 338, 400, 513, and 675. In 2005, Centrilift introduced the GasMaster™ separator in 400 and 538 series.

For extremely high gas contents in the production steam, the separator can be combined with the Centrilift MVPTM multi-vane gas handling pumps to achieve head production even if some gas travels into the MVP stages. The patented split vane impeller design allows the MVP to continue generating substantial head in conditions exceeding 70% free gas, reducing the tendency for underload shut downs due to gas interference. MVP can be used alone or as a charge pump in a standard ESP system. For extremely high gas applications, MVP can be combined with a gas separator.



**Figure 7: Centrilift MVP Gas Handling Stage**

**Рис. 7: Ступень MVP для работы с газом фирмы Центрилифт**

### **Schlumberger Reda: Gas Handling:**

The Schlumberger AGH advanced gas handling device is a modified, multistage, high specific speed centrifugal pump designed for high gas volume production streams. It is said to handle low intake pressure high (45%) GVF fluid steams and still produce head. It is normally installed in series below as center tandem pump. The AGH device functions by reducing vapor bubble sizes and changing the gas-bubble distribution, mixing the gas and liquid stream to all the AGH to treat it as a single-phase fluid before entering the pump. It can also be installed in series above rotary or vortex-type gas separators.

The Schlumberger Poseidon™ system is a multiphase, axial flow gas-handling device installed below the main production pump to allow efficient handling of gassy fluids. The system can be installed above a gas separator when gas can be vented or above a standard intake if all gas must enter the pump.

The Poseidon™ ( a trademark of Institute Francais du P'trole (IFP), Total and Statoil; technology licensed to Schlumberger) system is a multiphase helicoaxial pump. The axial flow stages prime the main production pump and push the gas-liquid flow stream in to the stages. Gas volume is reduced through the Poseidon system by compression. Operation in GVF's up to 75% have been reported.

The Schlumberger gas separator is a dynamic gas separation device, which utilizes a natural vortex action created by a specially designed inlet configuration, axial flow inducer, multiple vortex generators, multiple flow –through bearings and a discharge crossover to provide highly effective gas separation. The Vortex gas separator features the ARZ Abrasion-Resistant zirconium radial bearing technology coupled with an improved

стандартным способом на вертикальных скважинах, но на наклонно-направленных и морских скважинах используются кабельные захваты (LaSalle или Canon). Метод требует использования дополнительного персонала и оборудования. Также требуется дополнительный барабан и устройство намотки. Способ извлечения может быть слишком медленным. Может возникнуть проблема безопасного спуска и извлечения.

#### На непрерывном гибком НКТ (СТ) –Кабель внутри

Обычно наименее затратный способ спуска и извлечения ЭЦН. Спуск и извлечение могут быть произведены без использования буровой установки. Кабель полностью изолирован внутри НКТ. Кабель не подвергается воздействию химической среды или перепадам давлений. Наименьший риск повреждения кабеля. Достигается полный контроль давления на кабель. Система сводит к минимуму число соединений и сочленений. Вероятно, самый безопасный метод спуска и извлечения. Используется стандартная установка и оборудование гибких НКТ (СТ). Самый быстрый метод спуска и извлечения. На Рис. 9 представлена конструкция системы одного из производителей.

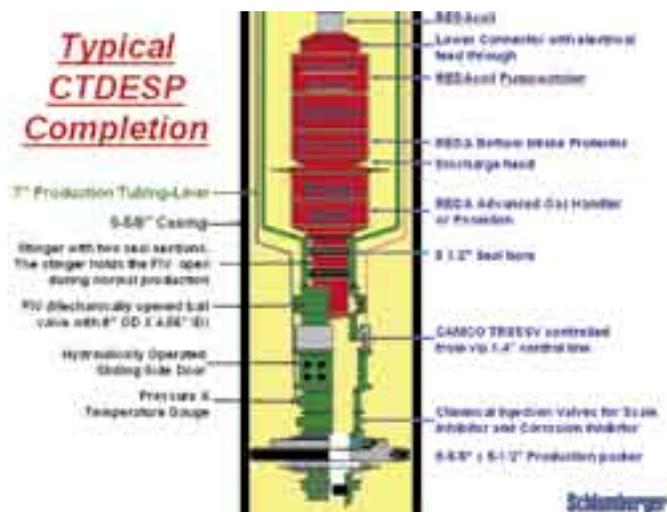


Рис 9: ЭЦН с кабелем внутри труб.

#### Система TTU-ESP

Кабель, электродвигатель и уплотняющий узел остаются на месте во время многочисленных замен насоса. Этот метод требует НКТ 4 1/2" и является наиболее подходящим для промыслов с высокой стоимостью капитального ремонта и где насосы часто выходят из строя как правило от присутствия твердой фазы. См. Список литературы - Динкинс с соавторами (2002).

#### Насос устанавливается ниже зоны перфорации

Для работы в условиях повышенного содержания газа установка насоса ниже зоны перфорации является желательной, но для этого необходим кожух, который потребует применения компоновок заканчивания большего диаметра, к тому же кожух может собирать твердый осадок и асфальтены. Другим способом является использование рециркуляционного насоса для нагнетания части жидкости снизу электродвигателя для ►►

overall bearing system for more reliability.

#### Weatherford Separator

The Weatherford Gas Separator is based on the separation of phases of different densities in the action of centrifugal forces. The Weatherford Vortex Gas Separator was developed for gas separation with reduced vibration, high specification bearings, lower HP requirements, and improved efficiency. The tandem Vortex Gas separator was an obvious development, offering gas separation for larger rate wells, where the single system efficiency would be possibly compromised.

#### Wood Group Separator:

The Wood Group gas separator, part of their abrasion-resistant pumping system, comprises three stages. In the first stage, a low NPSH impeller is used to impart energy to the fluid. In the separation chamber, a pinning steel rotor is used to generate centrifugal forces to separate fluids based on density differences. In the cross-over section, the lighter density fluids are ejected from the gas separator housing to the annulus of the well.

In applications where the amount of free gas cannot be handled by rotary gas separators, an XGX gas separator can be used. The XGC system introduces a compression chamber downstream from the tandem gas separators. The compression chamber allows the free gas to be compressed back into solution while simultaneously breaking the bigger gas bubbles into smaller bubbles. This provides an increasingly homogenized solution, in which an ESP pump stage can build head without gas locking.



Figure 8: Figure from Wood Group ESP showing gas exiting a gas separator before entering the pump section.

Рис 8: На схеме ЭЦН фирмы Вуд Групп показан выход газа из газового сепаратора до поступления в секцию насоса.

#### Alternate Deployments

##### Jointed Tubing Deployed External Cable

#### Advantages:

This is the conventional method. Conventional rigs are used for deployment/ retrieval. It is available on a global basis for installation, servicing, replacement and maintenance.

#### Disadvantages:

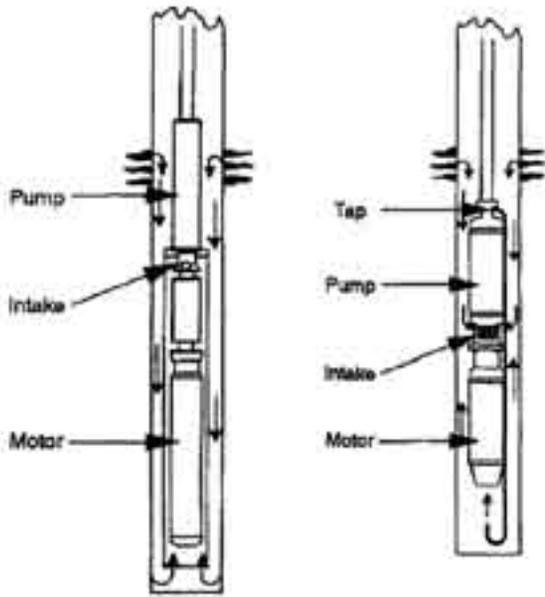
Rig availability and cost can be big disadvantages with current demand. This system has the highest risk of mechanical cable damage and the cable is exposed to the wellbore environment. The Cable is banded to the tubing every 25ft, although most operators now operating in offshore or inclined tubing completions are using cable clamps around each tubing joint to support and protect cables instead of the less robust cable bands. Pressure fluctuations during startup and operation impact the cable and the unit, for that matter. The conventional method is the slowest deployment/retrieval method and safety during run-in and retrieval can be an issue.

##### CT Deployed - External Cable

#### Advantages:

This is a faster deployment method. It uses mainly standard CT units and equipment. Rigless operations are a big advantage in many areas. ►►

охлаждения. Для детального ознакомления см. Список литературы: Вилсон с соавт. (1998) и схему на Рис. 10.



**Рис. 10:** Для условий повышенного содержания газа, кожух на левой схеме и рециркуляция на правой (Вильсон с соавт., 1998)  
**Figure 10:** For gas, Shroud on left and Re-circulate on right (Wilson et al., 1998)

Другие способы монтажа и спуска включают установку отдельного несущего кабеля с электрическим кабелем при использовании НКТ большого диаметра, которые могут извлекаться, системы с впрыском воды ниже пакера для облегчения истечения газа, а также различные системы из нескольких последовательных бустеров, установку более чем одного насоса при использовании одного в качестве резервного после того, как первый насос выходит из строя. ЭЦН устанавливались в самых различных наклонно-направленных скважинах, включая горизонтальный участок горизонтальной скважины. Даже если они применяются в наклонных скважинах, они должны устанавливаться в неискривленном участке, с кривизной менее 1/2 градуса на 100 футов. Специальное оборудование может включать датчики, газовые сепараторы, предохранители кабеля, двойные предохранители или уравниватели, сдвоенные или даже строенные электродвигатели и насосы, обратные и дренажные клапаны, использование компоновки для спуска в скважину каротажных приборов при спущенном ЭЦН, а также нагнетательные линии под сборкой, и другие варианты.

### Краткий обзор

На рис. 11 приведен несколько устаревший график, демонстрирующий тенденции использования механизированной добычи.

СЛЕВА НАПРАВО: Рынок в млн \$, ЭЦН, Штанговый насос, Газлифт, Винтовой насос, Другие, Всего.

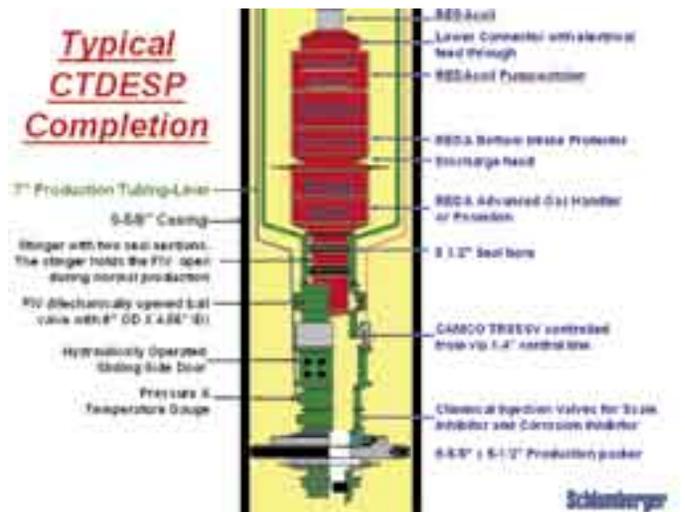
Приведенный график показывает, что рынок ЭЦН растет сверхвысокими темпами. Рынок винтовых насосов растет для

### Disadvantages:

There is a risk of mechanical damage to cable running in and out. The cable, as mentioned above, is exposed to the wellbore environment, requiring a higher specification cable. Connections and splices exposed to the wellbore environment. Banding of cable to coil every 25ft is typical in vertical wells but as above, for inclined wells, cable clamps (LaSalle or Canon) are used offshore and for inclined wells. Additional personnel and equipment are also required. An additional reel and spooler is required. The retrieval method can be slow, and safety can be a concern on run-in and during pulling.

### Coil Tubing System - Internal Cable

Often the lowest cost ESP deployment and retrieval method. Rigless deployment can be done avoiding rig availability problems. The cable is totally isolated inside coiled tubing, with no exposure of the cable to chemical or pressure attack. This is the lowest risk system when considering cable damage. There is full pressure control on the cable. The system minimizes the number of splices and connections required, and may be the safest deployment and retrieval method. Standard CT unit and equipment are used. It is fastest deployment and retrieval method. See Figure 9 for one manufacturer's system.



**Figure 9:** ESP with cable inside the tubing

### Through Tubing Conveyed ESP System

The cable, motor and seal are left in place during possible multiple pump changes. This requires 4 1/2" tubing and is best suited for areas with high workover costs, where pumps are failing frequently usually because of solids. Centrilift has been successfully using TTC deployed ESP systems for years in Alaska and other locations. See included reference by Dinkins et al (2002).

### Pump Set Below Perforations

For gas handling it is desirable to set the pump below the perforations but this requires a shroud that requires larger diameter completions and the shroud can collect scales and asphaltenes. Another technique is to use a recirculation pump to inject some of the production below the motor to maintain cooling. Centrilift's patented recirculation system can be deployed in wells with as small as 5.5 inch casing. For details see the included reference by Wilson et al. (1998) and illustrated in Figure 10. Other deployments include using a separate strength cable with the power cable requiring very large tubing to be retrievable, systems to inject water below a packer so gas can flow and various systems of multiple series boosting, and installation of more than one pump using one as a spare later when the first system fails. ESP's have been

низкодебитных вязких нефтей с высоким содержанием твердой фазы. ЭЦН становятся широко востребованными. С высокой ценой на нефть потенциал создания депрессии с помощью ЭЦН является во многих отношениях более привлекательным по сравнению с использованием станка-качалки. Получают широкое распространение приводы с переменной скоростью для повышения эксплуатационной гибкости, новые ступени насоса и сепараторы, повышающие характеристики эффективности работы с газом, ступени и вкладыши, позволяющие работать с большей концентрацией твердой фазы, и оборудование для работы в условиях высоких температур. Предыдущие статьи "Что нового в механизированной добыче" в журнале World Oil за 20 лет с момента появления ЭЦН приводят множество новых технологических решений. Ежегодно (а в настоящее время раз в полгода) в Хьюстоне проводится круглый стол по ЭЦН (см. www.ALKDC.com по круглому столу и другим симпозиумам по механизированной добыче, в которых среди прочих обсуждаются вопросы, относящиеся к ЭЦН). Этот круглый стол является ведущим отраслевым форумом по проблемам применения ЭЦН.

#### Список литературы

- Динкинс, В., Паттерсон, Дж.С., Данн, Дж.Р., Калугин, М., и Вайсс, Дж. Ф., "ЭЦН спускаемые в НКТ- Первые запуски установок на Вест Сак "; 2002 Семинар по электрическим центробежным насосам, Хьюстон, Техас (Май 1-3, 2002).
- Ли, Дж.Ф. и Пауэрс, Б., "Инспектирование электрических центробежных насосов", Часть 1-5", Петролеум Инженеринг Интернэшнл (Апрель-Август, 1984).
- Ли, Дж.Ф., Винклер, Х., и Снайдер, Р.Е., "Что нового в механизированной добыче, Часть 2- Четырнадцать разработок глубинных и наземных систем одиннадцати компаний по электрическим центробежным насосам и другим системам механизированной добычи", World Oil, 227, 5 (Май 2006).
- Мувинг Ватер Индастриз (MWI), Электрические центробежные насосы, www.mwincorp.com/pump\_electrical.htm, Подразделение аренды насосов фирмы MWI Deerfield Beach, FL (Последняя редакция - в июне 2006).
- Роквелл Аутомейшн, "Частотно-регулируемые приводы обеспечивают оптимальные рабочие характеристики и защиту электрических центробежных насосов на морских скважинах", Описание применения, Роквелл Аутомейше, Милуоки, штат Вайоминг, США (2001).
- Справочное руководство по насосам, "Глава 7: Механизированная добыча с ЭЦН", Оклахома Комиссия по малорентабельным скважинам (MWC), Оклахома, штат Оклахома (Последняя редакция - в июне 2006).
- Вилсон, Б.Л., Мак, Дж., и Фостер, Д., "Системы ЭЦН для работы ниже зоны перфорации, SWPSC (Апрель 8-9, 1998).
- Тюрпин, Дж.Л., Ли, Дж. Ф., и Беарден, Дж. Л., "Поток газожидкостной смеси через центробежный насос: корреляция данных", Зий Международный симпозиум по насосам, TAMU 1986 ■

installed in various deviated wells, including the horizontal portion of a horizontal well. If installed in an inclined well, they still must be in a straight section, perhaps 1/2 degree/hundred. Special equipment can include sensors, gas separators, cable protectors, tandem protectors or equalizers, tandem or even triple motors and pumps, check and drain valves, use of the Y tool to by pass the downhole pump system to run tools and injection strings below the unit, and other variations.

#### Summary

Figure 11 is a somewhat old graph showing trends in the use of AL systems.

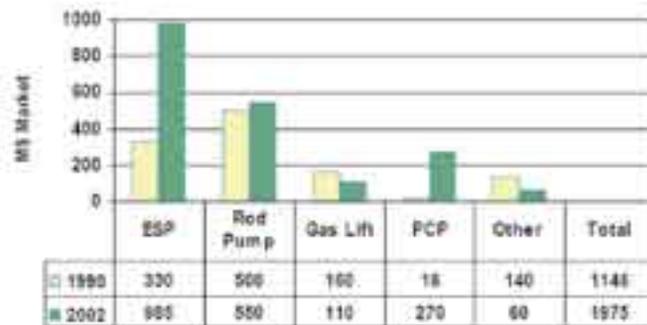


Рис 11: Тенденции механизированной добычи (предоставлено фирмой Шеврон, Р Лестц)

Figure 11: AL trends (courtesy Chevron, R. Lestz)

This above chart shows ESP's increasing at a dramatic pace. PCP's are increasing for lower rate viscous and solids laden production, but for high lift rates, ESP's are becoming very popular. With the cost of oil being high, the drawdown potential for ESP's is very appealing compared to gaslift and the higher rate potential is appealing compared to beam pumping in many circumstances. Variable speed drive to enhance flexibility, new pump stages and separators enhance gas handling capabilities, new stages and inserts allow handling of solids to a greater extent, and higher temperature equipment is becoming available. Past articles of "What's New in Artificial Lift" in World Oil Magazine for the last 20 years list many of the ESP innovations as they have appeared to the industry. The annual (now semi-annual) ESP roundtable held in Houston (see www.ALKDC.com for this and other AL symposiums that may deal with ESP's) is an excellent industry forum for ESP operational issues.

#### References

- Dinkins, W., Patterson, J.C., Dunn, J.R., Kalugin, M., and Wiess, J.F., "Thru-Tubing Conveyed ESP - First Installed Units at West Sak"; 2002 Electric Submersible Pump Workshop, Houston, TX (May 1-3, 2002).
- Lea, J.F., and Powers, B., "Electrical Submersible Pump Inspection, Parts 1-5", Petroleum Engineering International (April-August, 1984).
- Lea, J.F., Winkler, H., and Snyder, R.E., "What's New in Artificial Lift, Part 2- Fourteen Downhole and Surface System Developments from 11 Companies for Electrical Submersible Pumping and Other Artificial Lift-related Operations", World Oil, 227, 5 (May 2006).
- Moving Water Industries (MWI), Submersible Electric Pumps, www.mwincorp.com/pump\_electrical.htm, MWI Pump Rental Division Deerfield Beach, FL (Last accessed June 2006).
- Rockwell Automation, "Variable Frequency Drives Optimize Performance and Protection of Offshore Oil Electric Submersible Pumps", Application Notes, Rockwell Automation, Milwaukee, WI, USA (2001).
- The Lease Pumpers Handbook, "Chapter 7: Electrical Submersible Lift", Oklahoma Marginal Wells Commission (MWC), Oklahoma City, OK (last accessed June 2006).
- Wilson, B.L., Mack, J., and Foster, D., "ESP Systems Operating Below the Perforations, SWPSC (April 8-9, 1998).
- Turpin, J.L., Lea, J. F., & Bearden, J. L., "Gas-Liquid Flow Through Centrifugal Pumps: Correlation of Data", 3rd International Pump Symposium, TAMU 1986 ■