

Выбор механизированного способа эксплуатации

Selection of Artificial Lift

Джеймс Ф. Ли - James F. Lea, PLTech LLC
Линн Роулан - Lynn Rowlan, Echometer Co

Резюме

Для того чтобы максимально реализовать потенциал получения прибыли при участии в освоении месторождений, компании - оператору необходимо выбрать наиболее экономичную систему механизированной добычи. При высоких ценах на нефть и газ вполне вероятно, что самой экономически выгодной системой будет та, которая дает наибольший дебит. К методикам отбора могут относиться следующие:

1. Определить, какие способы добычи подходят для нужных дебитов и необходимых глубин.
2. Оценить плюсы и минусы посписочно.
3. Применять экспертный подход для принятия – непринятия конкретных систем.
4. Оценивать первоначальные затраты, стоимость эксплуатации, добычные возможности и т.д., используя в качестве инструмента выбора экономические параметры (максимальная прибыль в сравнении с продолжительностью эксплуатации месторождения).

Введение

Вопросы разработки. При наличии данных о пластовом давлении и производительности скважин необходимо учитывать эту информацию. Если начертить график зависимости между дебитом скважины и забойным давлением фонтанирования, то обычно итогом будет одна из двух индикаторных диаграмм IPR. Выше давления насыщения пластового флюида это будет почти прямая линия. Ниже давления насыщения получится кривая, аналогичная описанной Фогелем (Vogel). Обе этих кривые представлены на **Рисунке 1** в виде отдельной индикаторной диаграммы IPR при давлении насыщения около 600 psi.

Некоторые системы механизированной эксплуатации (МЭ) способны снижать забойное давление фонтанирования до более низких уровней, чем другие. Выгода от достижения низкого

Abstract

Selection of the most economical artificial lift system is necessary for the operator to realize the maximum profit potential when involved in field development. With high oil and gas prices, the most economical system may very well be the system that produces the highest rate. Selection techniques may include:

1. Determining what methods will lift at the desired rates and from the required depths.
2. Evaluating lists of advantages and disadvantages.
3. Use of "expert" systems to both eliminate and select systems.
4. Evaluation of initial costs, operating costs, production capabilities, etc. using economics (maximum profit over field life) as a tool of selection.

Introduction

Reservoir Considerations. Reservoir pressure and well productivity must be considered if the data is available. If producing rate vs. producing bottom-hole pressure is plotted, one of two inflow performance relationships (IPR) will usually occur. Above bubble point pressure, it will be a near straight line. Below the bubble point pressure, a curve similar to that described by Vogel will occur. These two curve types are shown in **Figure 1** as a single IPR with a bubble point at about 600 psi.

Some AL systems are able to reduce the producing bottom hole producing pressure to a lower level than others. The reward for achieving a lower producing pressure will depend on the reservoir IPR. For example, the well of Figure 1 would have an absolute open flow (AOF) of about 810 bopd if no gas was being produced. However due to the gas, the AOF is reduced to about 740 bopd. If using a pumping system, then, especially if sitting above the perforations, you may want to produce above the bubble point. Gaslift works better with gas from the reservoir, but usually will not draw the reservoir down to a producing BHP lower than a well operating pumping system.

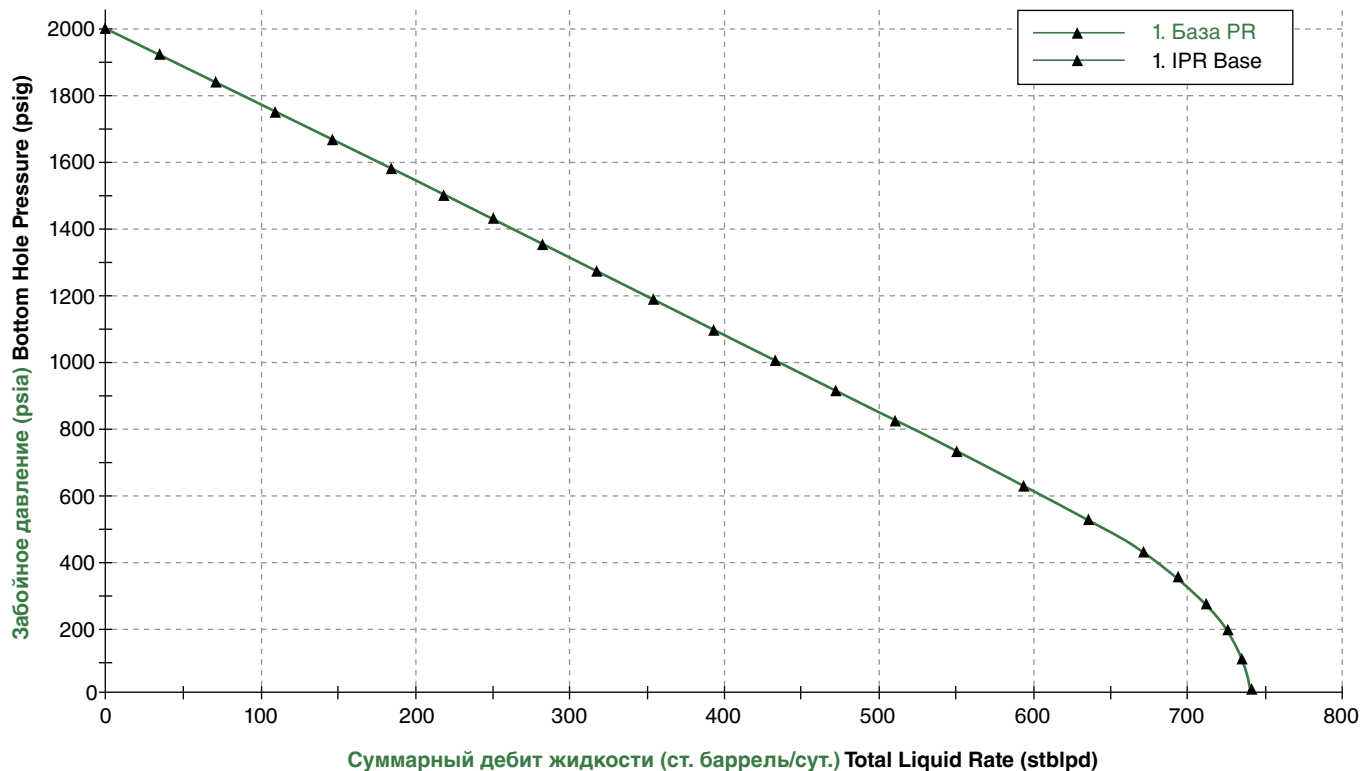


Рисунок 1: Кривая продуктивности скважины с давлением насыщения 600 psi.

Figure 1: IPR curve with bubble point at 600 psi.

давления фонтанирования определяется кривой продуктивности коллектора. Например, скважина на Рисунке 1 имела бы максимально возможный дебит (МВД) порядка 810 баррелей нефти в сутки при условии полного отсутствия газа. Однако, поскольку газ присутствует, МВД сокращается до величины порядка 740 баррелей в сутки. При использовании системы насосов, особенно в случае их установки выше интервала перфорации, возможно, нужно вести добычу выше давления насыщения. Газлифт лучше действует при наличии газа из коллектора, однако обычно он не создает депрессию на пласт до уровня рабочего забойного давления ниже функционирующего насоса в скважине.

Долгосрочное поведение коллекторов и ограничения в оборудовании. Для определения долгосрочного поведения коллекторов в основном применяются два подхода.

В одних случаях мы прогнозируем долгосрочное поведение коллектора и ставить то оборудование для механизированной эксплуатации скважины, которое будет с ней справляться в течение всего срока службы скважины. В результате вероятна установка оборудования слишком большого диаметра с последующей в конечном итоге добычей больших объемов воды. Соответственно,

Long Term Reservoir Performance and Facility Constraints

Two approaches are often taken to account for long term reservoir performance.

In some cases, we predict long term reservoir performance and install artificial lift equipment that can handle the well over its entire life. This may lead to the installation of oversized equipment in the anticipation of ultimately producing large quantities of water. As a result, the equipment may operate at poor efficiency due to under-loading over a significant portion of its total life.

The other extreme is to design the lift system for only what can be produced under today's conditions. This can lead to many changes in the type of lift equipment. You may operate efficiently short term but spend large amounts of capital dollars in changing equipment.

One should consider both long term and short term aspects. The aim is to maximize the present value profit of the operation. The highest present value profit may or may not result from greatest production rate available from the well and may or may not anticipate a lift system change in the future. However with high prices for hydrocarbons, the importance of high initial oil and gas production rate is magnified.

Types of Artificial Lift. The common various major

оборудование может значительную часть своего срока службы работать с низким кпд из-за его недостаточной загруженности.

Иная крайность – проектирование системы эксплуатации только для того, что можно добыть при сегодняшних условиях. Это может приводить ко многим изменениям типа оборудования для механизированной эксплуатации. Можно эффективно поработать короткий срок, но затратить серьезные капиталовложения на замену оборудования.

Поэтому следует рассматривать как долгосрочные, так и краткосрочные аспекты. Цель – максимально увеличить текущую прибыль от эксплуатации. Максимальная текущая прибыль может пойти, а может не пойти от максимальной нормы отбора из скважины; и может предполагать, а может и нет замену системы механизированной эксплуатации в будущем. Тем не менее, при высоких ценах на углеводороды значительно возрастает важность высокой нормы отбора (дебита) нефти и газа на начальном этапе.

Виды механизированной добычи. На **Рисунке 2** схематично представлены основные распространенные виды механизированной добычи.

forms of artificial lift are shown schematically in **Figure 2**.

Selection by Consideration of Depth/Rate System Capabilities.

One selection criteria is the range of depth and rate where particular lift types can function (**Figures 3 & 4**). Charts like this are approximate but may be used as screening criteria in many cases.

Details of Major Systems

Sucker Rod Pumping. Sucker rod pumping systems are the oldest and most widely used type of artificial lift for oil wells. Statistics from about the year 2000 showed of the total world wide lift that of 832,000 wells, 57% were beam lift, 8% were gas lift, 14% were ESP, and 7% of the total installations were “other”.

❖ SR pumping systems should be considered for new, low volume stripper wells because operating personnel are usually familiar with these mechanically simple systems and can operate them more efficiently. Most of these systems have a high salvage value.

❖ SR systems also should be considered for lifting moderate volumes from shallow depths and small volumes from intermediate depths. It is possible to lift 1,000 barrels from about 7,000 feet and 200 barrels from approximately 14,000 feet (special rods may be required). If the well fluids contain hydrogen sulfide, sucker rod pumping systems can lift 1,000 barrels of liquid per day from 4,000 feet and 200 barrels per

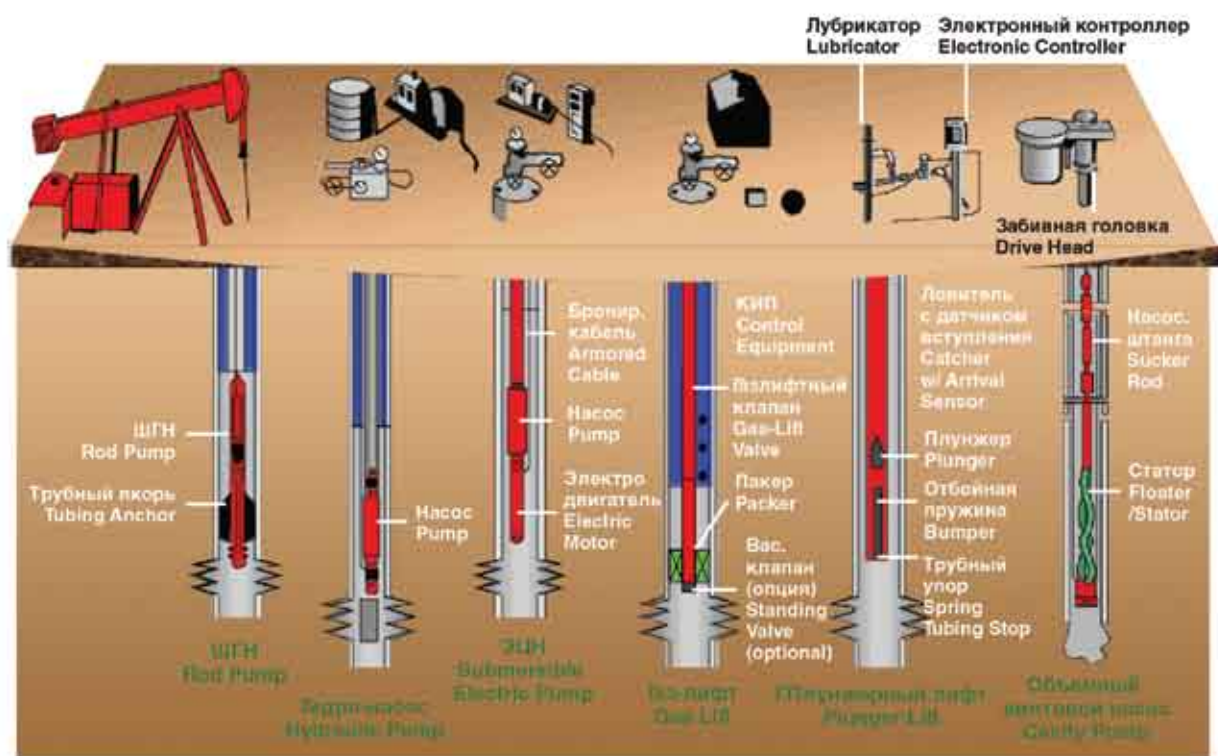
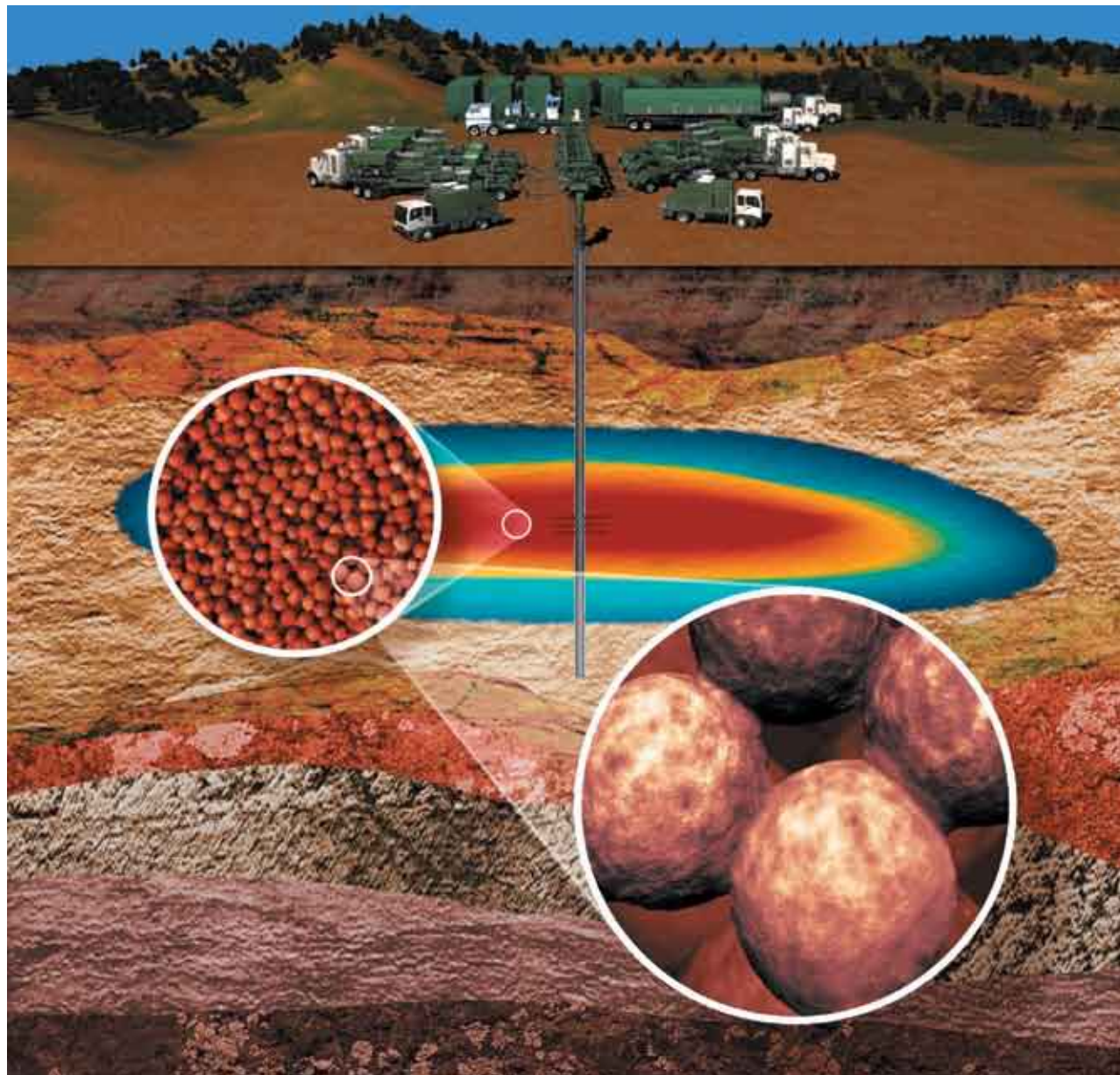


Рисунок 2: Основные способы механизированной эксплуатации (предоставлен Weatherford Artificial Lift Systems)
Figure 2: Major methods of Artificial Lift. (Courtesy Weatherford Artificial Lift Systems)



Достигая наилучших результатов

Обладая высококвалифицированным персоналом в области стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи, Oilfield Technology Group компании Hexion является признанным лидером в области разработки и производства расклинивающего материала для гидроразрывов. Новая серия наших продуктов и услуг поднимает технологию гидроразрыва на новый уровень, помогая Вам достичь наилучших результатов. Hexion является Вашим надежным партнером, обеспечивающим поставку необходимых объемов высококачественного расклинивающего агента, являющегося компонентом для самых передовых технологий. Наша служба технической поддержки всегда готова помочь Вам. Дополнительная информация на сайте OilTG.com

Расклинивающие агенты для ГРП Контроль содержания песка

HEXION™
Specialty Chemicals

Применения с низким дебитом - Lower Rate Applications

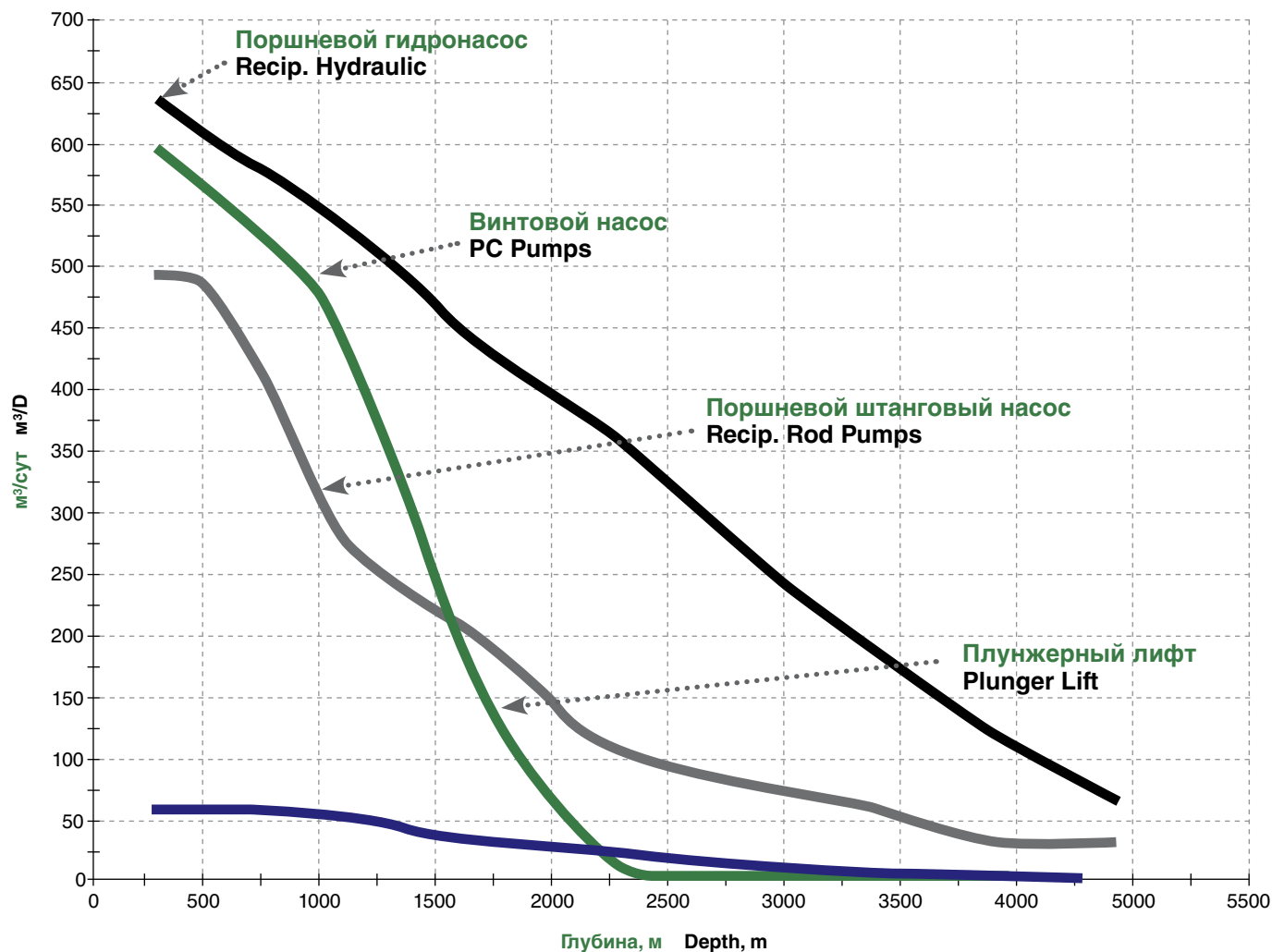


Рисунок 3: Критерии применимости «глубина – дебит» для низкодебитных способов механизированной добычи (от компании Weatherford)

Figure 3: Depth-Rate Screening Criteria for Lower Rate Artificial Lift Methods

Выбор с учетом возможностей системы в зависимости от глубины и дебита. Одним из критериев отбора является диапазон глубин и дебитов, на которых могут функционировать конкретные типы механизированной добычи (**рисунки 3 и 4**). Такие диаграммы весьма приблизительны, однако во многих случаях могут быть использованы в качестве критериев применимости.

Подробнее об основных системах

Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами. Штанговые глубинные насосы (ШГН) – самый старый и наиболее распространенный вид механизированной эксплуатации нефтяных скважин. Статистика примерно с 2000 года показывает – всего в мире было 832 000 скважин

day from 10,000 feet (exclusive of other mitigating conditions).

- ❖ Most of the parts of the sucker rod pumping system are manufactured to meet existing standards, which have been established by the American Petroleum Institute. Numerous manufacturers can supply each part, and all interconnecting parts are compatible.

- ❖ The sucker rod string, parts of the pump and unanchored tubing are continuously subjected to fatigue. The system must be more effectively protected against corrosion more than any other lift system to insure long equipment life.

- ❖ Sucker rod pumping systems and well dog-leg severity are often incompatible. Deviated wells with smooth profiles may allow satisfactory sucker rod pumping.

- ❖ The ability of SR pumping systems to lift sand is



Оборудование компании ANSON для выкидных линий продается и арендуется в более чем 70 странах мира.

Оборудование для выкидных линий фирмы ANSON приобретает все большее распространение в нефтегазовой отрасли стран мира, опережая все остальные фирмы.



Компания выпускает самую широкую номенклатуру изделий, все они изготавливаются на предприятиях ANSON в соответствии с самыми жесткими стандартами качества и безопасности и отвечают требованиям международного стандарта

ISO 9001 2000 ("Проектирование, изготовление, обслуживание и аренда"). Все изделия ANSON имеют конкурентоспособные цены.

С одобрения Американского нефтяного института (API), компания ANSON маркирует свои изделия как отвечающие стандартам API 6A. Материалы всех изделий ANSON полностью прослеживаются и сертифицированы.

Это - лишь некоторые из причин опережающего роста популярности оборудования ANSON для выкидных линий. Для получения более подробной информации закажите общий каталог нефтепромыслового оборудования ANSON.



Россия - ANSON Ltd. 121099, Москва, Смоленская Плотарда, 3 (Смоленский Пассаж), этаж 8, офис, 20 Тел/факс: +7 495 569 1026, Email: anson@anson-moscow.ru
 Англия - ANSON Ltd., Tyne & Wear NE11 0NY England Tel.: 0191 482 0022 Факс: 0191 487 8835 e-mail: anson-gateshead@anson.co.uk
 Шотландия - ANSON Ltd., Aberdeen AB21 0GL Scotland Tel.: 01224 771877 Факс: 01224 771848 e-mail: sales@ansonab.co.uk
 США - ANSON Flowline Equipment Inc. Houston, Texas 77041 USA Tel.: 713-466-9470 Факс: 713-466-7482 e-mail: sales@ansoninc.com
 ОАЭ - ANSON Ltd., Dubai, United Arab Emirates, Тел.: 9714 8838659 Факс: 9714 8838663 e-mail: ansonuae@emirates.net.ae
 Сингапур - ANSON Oilfield Equipment PTE Ltd., Singapore 506988 Тел.: 65 62142183 Факс: 65 62141291 e-mail: anson.singapore@anson.com.sg

Интернет: www.anson.co.uk и www.ansoninc.com

ANSON

Высокодебитный способ эксплуатации - Hi-Volume Selection of Lift

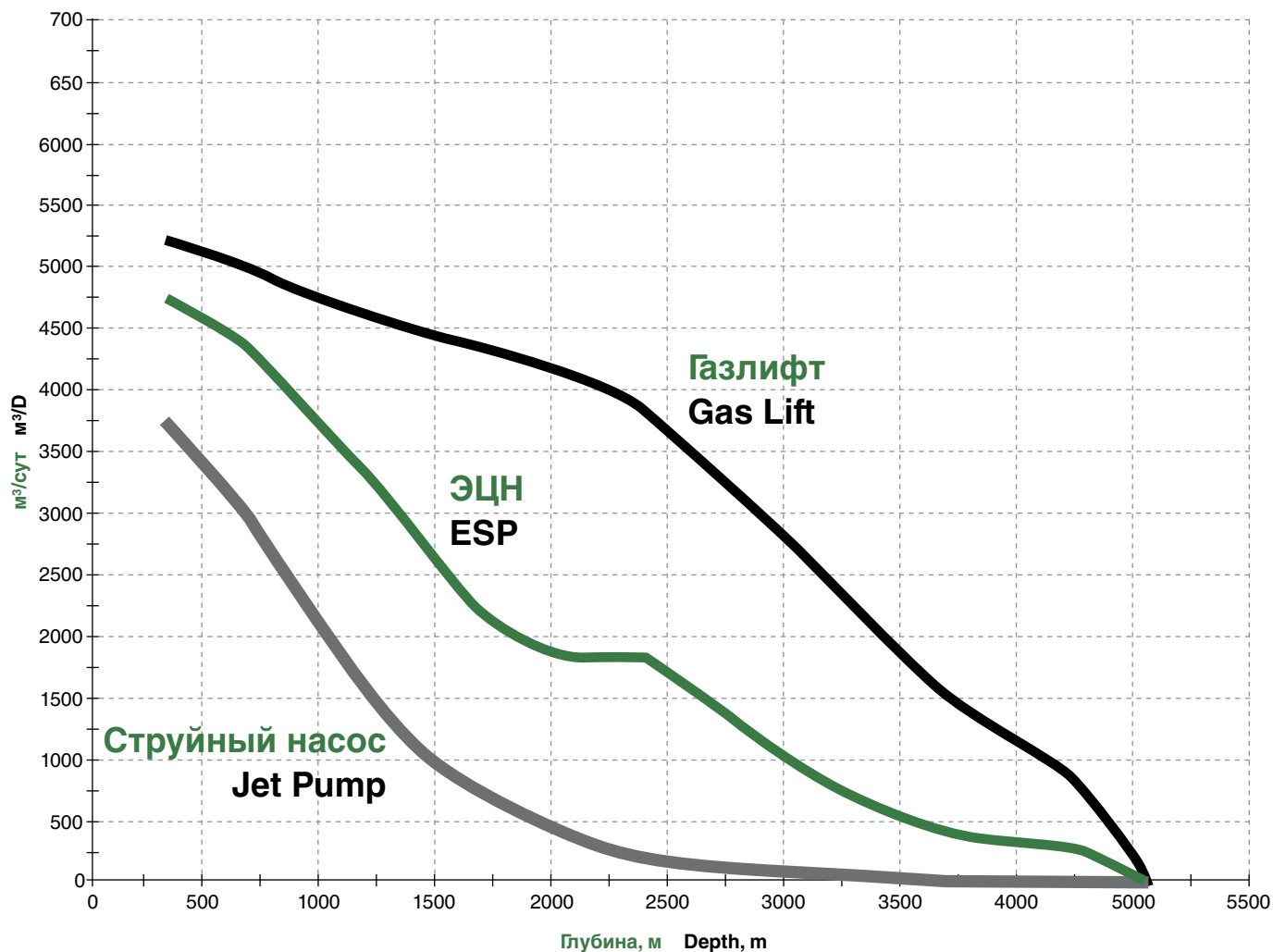


Рисунок 3: Критерии применимости «глубина – дебит» для низкодебитных способов механизированной добычи (от компании Weatherford)

Figure 3: Depth-Rate Screening Criteria for Lower Rate Artificial Lift Methods

с механизированным подъемом, в том числе 57% эксплуатация балансирными насосными установками, 8% - газлифтный способ, 14% - с ЭЦН и 7% прочие установки.

❖ Возможность использования системы ШГН следует рассмотреть для новых малодебитных скважин, ведь производственный персонал там обычно хорошо знает такие механически простые системы и может эксплуатировать их более эффективно. У большинства таких скважин высокая ликвидационная стоимость.

❖ Кроме того, системы ШГН следует рассмотреть для извлечения средних объемов с небольших глубин и малых объемов с промежуточных глубин. Есть возможность добывать 1 000 баррелей примерно с 7 000 футов и 200

limited but special metallurgies and special pumps allow some sand production with reasonable run life.

- ❖ Paraffin and scale can interfere with the efficient operation of sucker rod pumping systems.
- ❖ If the gas-liquid separation capacity of the tubing-casing annulus is too low, or if the annulus is not used efficiently, and the pump is not designed and operated properly, the pump will operate inefficiently and tend to gas lock.
- ❖ If the system is not sized to the well productivity and is over-pumped without POC (pump-off control), mechanical damage and inefficient pump operation will occur. Use of POC is very common and may be said to be recommended except with sand production and rates higher than can be handled by the pumping system.

баррелей приблизительно с 14 000 футов (могут потребоваться специальные штанги). Если в скважинных флюидах содержится сероводород, системы штанговых глубинных насосов могут извлекать 1 000 баррелей жидкости в сутки с глубины 4 000 футов и 200 баррелей в сутки с глубины 10 000 футов (не считая других “смягчающих” условий).

- ❖ Штанговые глубинные насосы в своей массе изготавливаются на соответствие существующим стандартам, установленным Американским Нефтяным Институтом. Каждая отдельная деталь может поставляться любым из многочисленных заводов, и все сочленяемые детали совместимы.

- ❖ Колонна насосных штанг, детали насоса и незаякоренные НКТ постоянно подвергаются усталостному износу. Для обеспечения долговечности работы оборудования систему необходимо более эффективно предохранять от коррозии, чем любую другую систему механизированного подъема.

- ❖ Зачастую имеет место несовместимость систем штанговых глубинных насосов с интенсивностью искривления стволов скважин. Наклонные скважины с пологими профилями могут дать удовлетворительную эксплуатацию штанговыми насосами.

- ❖ Возможности систем ШГН извлекать песок ограничены, однако специальная металлография и специальные насосы дают некоторый вынос песка с приемлемым межремонтным периодом.

- ❖ С эффективной работой систем штанговых глубинных насосов могут стыковаться парафин и окалина.

- ❖ В случае очень низких возможностей кольцевого пространства разделять газ и жидкость, либо если межтрубное пространство используется не достаточно эффективно, а насос на это не рассчитан, но правильно эксплуатируется, то насос будет функционировать неэффективно и склонен образовывать газовые пробки.

- ❖ Если система не соответствует по своему размеру продуктивности скважины и не осуществляется контроль отбора, это будет приводить к механическим повреждениям и неэффективной работе насоса. Применение контроля откачивания вполне может быть рекомендовано, кроме случаев выноса песка и дебитов, превышающих возможности насосной системы.

Погружные электрические центробежные насосы (ЭЦН). Экономические параметры погружных насосных установок тесно связаны с продолжительностью непрерывной работы. Типичная погружная установка обладает ограниченной гибкостью в плане реагирования

Electrical Submersible Pumps (ESP's). Economics of a submersible pump installation are closely related to the length of run time. A typical submersible installation has limited flexibility to handle changes in reservoir producing capabilities. Although, use of Variable Speed Drives (VSD) provides increased flexibility for producing rate changes, the increased installation cost demands a longer operational run life. It is therefore, essential that good production data and reservoir producing characteristics be known before a suitable ESP can be designed. The same is true for all AL systems. An ESP and a beam system can run for 4 years if few production problems exist and good procedures are followed.

Advantages

- ❖ Adaptable to highly deviated wells - up to 80°.
- ❖ Adaptable to required subsurface wellheads 6' apart for maximum surface location density.
- ❖ Permit use of minimum space for subsurface controls and associated production facilities.
- ❖ Quiet, safe and sanitary for acceptable operations in an offshore and environmentally conscious area.
- ❖ Generally considered a high volume pump - provides for increased volumes and water cuts brought on by pressure maintenance and secondary recovery operations.
- ❖ Permits placing well production even while drilling and working over wells in immediate vicinity.

Disadvantages

- ❖ Will tolerate only minimal percents of solids (sand) production.
- ❖ Costly pulling operations to correct downhole failures (DHF's) because tubing has to be pulled to service system for all but very special systems.
- ❖ While on a DHF there is a loss of production.
- ❖ Not particularly adaptable to low volumes. Lower low volume stages exist, especially to dewater gas wells. They have lower efficiency.

The PCP and the Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP). The PCP has a rotating metal rotor and a flexible rubber molded stator. The rotating stator forms a cavity that moves up as the rotor turns. The pump is well suited for handling solids and viscous fluids as the solids that move through the pump may deflect the rubber stator but do not abrade or wear the stator or rotor to any appreciable degree. In the past, most PCP's were powered by rotating rods driven from the surface with a hydraulic or electrical motor.

Introduced in 1936, the PCP is of simple design and rugged construction, and its low operating speeds enable the pump to maintain long periods of downhole operation if it is not subjected to chemical attack, excessive wear, or installed at depths greater than

на изменения производительность мощности коллектора. Несмотря на то, что приводы с регулируемой скоростью (ПРС) дают повышенную гибкость на изменения темпов добычи, из-за более высокой стоимости установок требуется и больший эксплуатационный ресурс. В связи, прежде чем проектировать подходящий ЭЦН, необходимо иметь хорошие данные динамики добычи и знать эксплуатационные характеристики коллекторов. Это же касается и всех систем МЭ. ЭЦН и балансирная насосная установка могут прослужить 4 года при небольшом количестве проблем эксплуатации и соблюдении правильных технологий.

■ Плюсы

- ❖ Адаптируемость к наклонно-направленным скважинам с большими зенитными углами – до 80°.
- ❖ Адаптируемость к необходимым подземным фонтанным арматурам в 6' друг от друга для максимальной плотности позиции на поверхности скважины.
- ❖ Позволяет использовать минимум пространства под глубинные управляющие приборы и сопутствующие промысловые сооружения.
- ❖ Тихо, безопасно и гигиенично для допустимого производства на шельфе и в экологически уязвимых зонах.
- ❖ Обычно рассматривается насос высокой производительности – обеспечивает повышенные объемы и обводненность от поддержания давления и процессов добычи вторичными методами.
- ❖ Позволяет размещать продукцию скважин даже в процессе бурения и капитального ремонта в непосредственной близости.

■ Минусы

- ❖ Допускает лишь минимальный процент выноса твердой фазы (песка).
- ❖ Дорогостоящие СПО для ликвидации аварий в скважине, поскольку для ревизии практически всех систем (кроме весьма специфических) необходимо извлекать НКТ.
- ❖ Потеря добычи во время простоя из-за аварии в скважине.
- ❖ Низкая адаптируемость к низким объемам. Хотя низкообъемные этапы существуют, особенно для дренирования газовых скважин. Обладают более низкой эффективностью.

ОВН и электрический погружной объемный винтовой насос (ЭПОВН). У объемного винтового насоса (ОВН) есть вращающийся металлический ротор и эластичный резиновый литой статор. Вращающийся статор образует внутреннюю полость винтовой формы,двигающуюся вверх по мере поворачивания ротора. Насос подходит для

about 4000 feet. The pump has only one moving part downhole, with no valves to stick, clog or wear out. The pump will not gas lock, but can be damaged if too much gas enters the pump. The rubber stator can easily handle sandy and abrasive formation fluids and the pump is not plugged by paraffin, gypsum or scale.

With this system, the rotating rods will wear and also wear the tubing. Use of spin-through rod guides reduces rod on tubing wear. The rotating rods will “wind” up on start and “unwind” on the shut-down. Rotating rods must be sealed at the surface. Rod driven PCP's are commonly used with coal bed methane wells, cold heavy oil production, sandy production, and other more general applications. They have good electrical efficiency.

To alleviate the problems with the conventional rotating rod PCP systems, the ESPCP system is being made available. This system has a downhole motor and does not have rotating rods.

The problem of possible vibration (with the ESPPCP) due to rotating the eccentric rotor with the motor shaft is solved by using a flexible connection. There is a seal section as in an ESP assembly to protect the underlying motor from well-bore fluids and also to accommodate thrust with the internal thrust bearing. Because the PCP usually turns around 3-600 rpm and the ESP motor turns around 3500 rpm under load, there must be a way of reducing speed before the shaft connects to the PCP.

Methods in use from the various manufacturers include using a gear box to reduce the 3500 rpm to acceptable speeds or using higher pole motors with lower synchronous speeds to allow the PCP to turn at operational speeds. The motor is located on the bottom of the assembly so fluids can pass the motor and provide cooling as in the conventional ESP. Since the ESPCP is not rod connected, it can be run into deviated or horizontal wells. Some manufacturers refer to this system as the PCSPS (Progressive Cavity Submersible Pump System) or the ESPCP (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump).

■ Advantages

- ❖ The pumping system can be run into deviated and horizontal wells.
 - ❖ The pump handles solids in production well but both stator and rotor will wear with time
 - ❖ The pump handles viscous production well.
 - ❖ Several of the components are off the shelf ESP components.
 - ❖ The production rates can be varied with use of a variable speed controller (VSC).
- There is one modification of this system whereby the pump can be wire-lined out of the hole leaving



Мы рады объявить о том, что компания Lummus теперь является частью CB&I. Только вообразите... лицензионные технологии, широко используемые в нефтехимических и перерабатывающих производствах по всему миру, объединяются с возможностями одного из немногих в индустрии интегрированных подрядчиков полного комплекса услуг по проектированию, закупкам и строительству.

Для поиска решений по вашим проектам от концепции до пуска в эксплуатацию обращайтесь в CB&I.



www.CBI.com

технология | проектирование | закупки | строительство |

работы с твердой фазой и вязкими жидкостями, поскольку проходящие через насос твердые частицы могут отражаться о резиновый статор, но не создают статору или ротору сколько-нибудь значительное истирание или износ. В прошлом ОВН работали от вращающихся штанг, которые приводились в действие с поверхности гидравлическим либо электрическим двигателем.

Впервые внедренный в 1936 году, ОВН обладает простым исполнением и прочной конструкцией, а его низкие рабочие скорости позволяют насосу длительно эксплуатироваться в скважинах, если он не подвергается химическому воздействию, чрезмерному износу, либо устанавливается на глубинах больше 4 000 футов. В скважине у насоса всего одна движущаяся часть, нет клапанов, которые могут заклиниваться, забиваться или изнашиваться. Насос не образует газовых пробок, однако если в него попадает слишком много газа, может выйти из строя. Резиновый статор легко работает пластовыми флюидами, содержащими песок или абразивы, а насос не забивается парафином, гипсом или окалиной.

При такой системе изнашиваются вращающиеся штанги и НКТ. Использование шпindelных штанговых стабилизаторов сокращает трение штанги об НКТ. Вращающиеся штанги «поднимаются» на запуске и «опускаются» на отключении. На устье вращающиеся штанги должны быть загерметизированы. Штанговые ОВН имеют распространение на метановых скважинах с угольными пластами, в добыче холодной тяжелой нефти, в отборе с песком и в других общих применениях. Они имеют хороший электрический КПД.

Для уменьшения проблем с традиционными установками ОВН с вращающимися штангами внедряется система ЭПОВН. У этой системы есть забойный двигатель и нет вращающихся штанг.

Проблема возможной вибрации (с ЭПОВН) от вращения эксцентрического ротора с валом двигателя решается с помощью гибкого соединения. Здесь стоит такой же протектор, как на установке ЭЦН для защиты находящегося снизу двигателя от скважинных флюидов, а также для размещения давления при внутреннем упорном подшипнике. Поскольку ОВН обычно вращается с частотой около 3 600 об/мин., а частота вращения двигателя ЭЦН под нагрузкой – около 3 500 об/мин., должно быть средство уменьшения скорости вращения до присоединения вала к ОВН.

К методам, применяемым различными производителями, относятся: использование

the motor and the rest of the system behind. This is desirable because the pump is likely to have the shortest run life.

Disadvantages

- ❖ The unit does not tolerate hot wells (perhaps 250F max depending on materials used) due to the softening of the stator material.
 - ❖ Gas must be separated to increase efficiency. It will not gas lock but if ingesting large amounts of gas continuously, or if pumped off, it will overheat and damage will occur to the stator.
 - ❖ If the unit pumps off the well, the stator will likely be permanently damaged.
 - ❖ The system is somewhat depth limited. Best operations perhaps above 4000-5000' although deeper is possible.
 - ❖ The rubber stator can be attacked by light hydrocarbons.
 - ❖ The gearbox (for an ESPCP) is another source of failure if well-bore fluids or solids leak inside.
- This pump is suited for deviated wells and can be run in most locations of a horizontal wells.

Hydraulic Pumping.

There are two kinds of hydraulic pumps currently on the market; (1) positive displacement pumps and (2) jet pumps. The positive displacement pump consists of a reciprocating hydraulic engine directly coupled to a pump piston or pump plunger. Power fluid (oil or water) is directed down the tubing string to operate the engine. The pump piston or plunger draws fluid from the well bore through a standing valve. Exhausted power fluid and production can be returned up a separate tubing string or up the casing.

For the jet pump, high pressure power fluid is directed down the tubing to the nozzle where the pressure energy is converted to velocity head. The high velocity-low pressure power fluid entrains the production fluid in the throat of the pump. A diffuser then reduces the velocity and increases the pressure to allow the commingled fluids to flow to the surface.

Combining the power fluid and production is called an Open Power Fluid system. If production and power fluid are returned up separate tubing, then this is a Parallel installation with gas vented through the casing annulus to the surface. A Casing installation requires the pump to handle the gas. Both types are used with positive displacement pumps and with jet pumps. In fact, most bottom hole assemblies can accommodate interchangeability of jet pumps and positive displacement pumps.

A Closed Power Fluid arrangement is where power fluid is returned to the surface separately from the production. Because the jet pump must commingle

A low-angle photograph of two workers in safety gear (hard hats, safety glasses, and high-visibility vests) looking up at a complex, rusted metal structure, likely part of an offshore oil or gas rig. One worker is holding a large stack of papers. The background shows a clear blue sky.

Safety

Environment

Optimising
performance

Sustainability

Operational excellence

Teamwork

Integrity matters

Reliability

Communication

Capability

Community

Life is better when you work together. Our local teams understand the challenges of working in hostile and technically demanding environments. Our portfolio of compliance, integrity and engineering consultancy services can help you meet these challenges safely and improve the lifetime performance of your assets. Trust us, when integrity **matters**.

— LIFE MATTERS

www.lr.org

**Lloyd's
Register**

Services are provided by members of the Lloyd's Register Group. Lloyd's Register is an exempt charity under the UK Charities Act 1993.

редуктора для снижения с 3 500 об/мин. до приемлемых скоростей, либо использование двигателей с большим числом полюсов и меньшими синхронными оборотами, чтобы давать ОВН работать на рабочей частоте вращения. Двигатель размещается снизу установки таким образом, чтобы флюиды могли проходить двигатель и обеспечивать охлаждения, как с обычными ЭЦН. Поскольку ЭПОВН не соединен со штангами, его можно эксплуатировать в наклонно-направленных или горизонтальных скважинах. Некоторые производители называют такую систему УОВПН (Установка объемного винтового погружного насоса) или ЭПОВН (Электрический погружной объемный винтовой насос).

■ Плюсы

- ❖ Насосную систему можно ставить в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.
 - ❖ Насос работает с твердой фазой в добывающей скважине, но со временем статор и ротор изнашиваются.
 - ❖ Насос работает в вязкой добывающей скважине.
 - ❖ Некоторые составные части являются стандартными серийными компонентами ЭЦН.
 - ❖ Режимы отбора можно варьировать с помощью регулятора скорости.
- Существует одна разновидность данной системы, при которой насос можно извлекать из скважины с помощью геофизического каната, оставляя там двигатель и остальную часть системы. Это целесообразно, так как самый короткий межремонтный период будет, скорее всего, именно у насоса.

■ Минусы

- ❖ Из-за мягкости материала статора установка не выдерживает в горячих скважинах (наверно 250 F максимум в зависимости от используемых материалов).
- ❖ Для увеличения КПД требуется сепарация газа. Газовых пробок образовываться не будет, однако в случае постоянного проникновения больших объемов газа или в случае откачивания система будет перегреваться с повреждением статора.
- ❖ Если установка откачивает (опораживает) скважину, скорее всего, произойдет серьезное повреждение статора.
- ❖ В некоторой степени система имеет ограничения по глубине. Лучше всего работа на глубине выше 4 000 – 5 000 футов, хотя в принципе возможно и глубже.
- ❖ Резиновый статор может подвергаться воздействию легких углеводородов.
- ❖ Еще одним источником отказа является редуктор (ЭПОВН) в случае захода внутрь скважинных флюидов или твердых частиц. Данный насос подходит для наклонно-

the power fluid and production, it cannot operate as a Closed Power Fluid pump.

The most outstanding feature of hydraulic pumps is the “free pump”. When the pump is in need of repair, it is circulated to the surface if the system is designed to allow this technique

Surface facilities required are a power fluid cleaning system and a pump. The most common cleaning systems are settling tanks located at the tank battery. Sometimes cyclone de-sanders are used in addition to settling tanks. In the last few years “well site power plants” have been very popular. These are separators located at the well with cyclone de-sanders to remove solids from the power fluid.

Surface pumps are most commonly triplex plunger pumps to provide high pressure oil or water to send down hole to actuate the pumps.

■ Advantages

- ❖ FREE PUMP - Being able to circulate the pump in and out of the well is the most obvious and significant feature of hydraulic pumps. It is especially attractive on offshore platforms, remote locations, populated, and agricultural areas.
- ❖ Deep Wells - Positive displacement pumps are capable of pumping depths to 17,000 feet, and deeper. Working fluid levels for jet pumps are limited to around 9000 feet.
- ❖ Speed Control - By changing the power fluid rate to pumps, production can be varied from 10 percent to 100 percent of pump capacity. The optimum speed range is 20 to 85 percent of rated speed.
- ❖ Crooked Wells - Deviated wells typically present no problem to hydraulic “free pumps”. Jet pumps can even be used in TFL installations.
- ❖ Sand Production - jet pumps, because they have no moving parts, can handle sand and other solids with hardened nozzle throats.
- ❖ Viscous Oils - Positive displacement pumps can handle viscous oils very well. The power fluid can be heated or it can have diluent added to further aid getting the oil to the surface.
- ❖ Corrosion - Corrosion inhibitors can be injected into the power fluid for corrosion control.

■ Disadvantages

- ❖ Power Fluid Cleaning - Removing solids from the power fluid is very important for positive displacement pumps. Surface plunger pumps are also affected by solids in the power fluid. Jet pumps, on the other hand, are very tolerant of poor power fluid quality.
- ❖ Pump Life - Positive displacement pumps, on average, have shorter life between repairs than Jet, sucker rod and electric submersible pumps. Mostly, this is a function of the quality of power fluid, but also, on

направленных скважин и может работать в большинстве позиций в горизонтальных скважинах.

Эксплуатация гидроприводными насосами.

В настоящее время на рынке имеются два вида гидроприводных насосов: (1) объемные насосы вытесняющего действия и (2) струйные насосы. Объемный насос состоит из поршневого гидродвигателя, непосредственно присоединённого к поршню или плунжеру насоса. Рабочая жидкость (масло или вода) направляется вниз по колонне НКТ для функционирования двигателя. Поршень или плунжер насоса откачивают жидкость из ствола скважины через всасывающий клапан. Выходящая рабочая жидкость и продукция могут возвращаться вверх по отдельной колонне НКТ или вверх по обсадной колонне.

У струйного насоса рабочая жидкость высокого давления направляется вниз по НКТ до сопла, где энергия давления преобразуется в скоростной напор. Рабочая жидкость высокой скорости и низкого давления захватывает добываемый флюид в горловину насоса. Диффузор затем уменьшает скорость и увеличивает давление, чтобы смешанные флюиды шли на поверхность.

Смешивание рабочей жидкости и продукции называется системой рабочей жидкости с разомкнутой циркуляцией. Если продукция и рабочая жидкость возвращаются вверх по отдельным НКТ, тогда это Параллельная установка, где газ отводится на поверхность через затрубное пространство. От Затрубной установки необходимо, чтобы насос работал с газом. Оба типа применяются и с объемными насосами и со струйными насосами. Фактически большинство забойных компоновок могут предусматривать взаимозаменяемость струйных насосов и объемных насосов.

Системой рабочей жидкости с замкнутой циркуляцией называется такая, при которой рабочая жидкость возвращается на поверхность отдельно от продукции. Поскольку струйный насос должен перемешивать рабочую жидкость и продукцию, он не может функционировать в качестве гидронасоса с замкнутой циркуляцией.

Наиболее отличительной чертой гидроприводных насосов является его «свободно подвешенное» состояние. Когда насос подлежит ремонту, он циркулирует на поверхность, если конструкция системы предусматривает такую технологию.

Необходимое наземное оборудование – система очистки рабочей жидкости и насос. Самыми распространенными системами очистки

average, they are pumping from greater depths which is also a factor. Jet pumps, on the other hand, have very long pump life between repairs without solids or if not being subjected to cavitation.

❖ **Bottom Hole Pressure** - Positive displacement pumps can pump to practically zero bottom hole pressure in the absence of gas interference and other problems (lowest bottom hole pressure is a gas gradient to the pump depth plus casing pressure) Jet pumps cannot pump to low intake pressures. Jet pumps require approximately 1000 PSI bottom hole pressure when set at 10,000 feet and approximately 500 PSI when set at 5000 feet.

❖ **Skilled Personnel** - Positive displacement pumps generally require more highly skilled operating personnel, or perhaps, just more attention, than jet pumps and other types of artificial lift. There are two reasons for this. First, pump speed needs to be monitored daily and not allowed to become excessive. Secondly, power fluid cleaning systems need frequent checking to keep them operating at their optimum effectiveness.

To answer the question, “when do you use jet pumps and when do you use positive displacement pumps?”, the answer is: Use jet pumps if the flowing (pumping) bottom hole pressure is adequate.

Gas Lift. Gas lift dominates the USA Gulf Coast and is used extensively, especially offshore, around the world. Most of these wells are on constant flow gas lift. Thus, the questions: “Why choose gas lift?”, “Where do you use constant flow?” and “When do you select intermittent lift?”

Constant Flow Gas Lift. Continuous gas lift is recommended for high volume and high static bottom hole pressure wells where major pumping problems will occur. It is an excellent application for offshore classic-type formations with water drive, or waterflood reservoirs with good productivity indices (PI's) and high gas-oil ratios (GOR's). When high pressure gas is available without compression or where gas is low in cost, gas lift is especially attractive. Constant flow gas lift supplements the produced gas with additional gas injection to lower the intake pressure to the tubing, including lowering formation pressure.

A reliable, adequate supply of good quality high-pressure lift gas is mandatory. This supply is necessary throughout the producing life if gas lift is to be effectively maintained. In many fields the produced gas declines as water cut increases, requiring some make-up source of gas. The gas lift pressure is typically fixed during the initial phase of the facility design and as the water cut increases the depth of lift is decreased not allowing the gas lift system to obtain the desired flowing bottom hole pressure. Also the wells will produce erratically or not at all when the lift supply stops or

являются отстойники из резервуарного парка промысла. Иногда дополнительно к отстойникам используются гидроциклонные пескоотделители. В последние несколько весьма популярными становятся «силовые установки на скважине». Это поставленные на скважине сепараторы с гидроциклонными пескоотделителями для удаления из рабочей жидкости твердых частиц.

Наземные насосы – это чаще всего трехплунжерные насосы для подачи масла или воды высокого давления для передачи вниз в скважину, чтобы запустить насосы.

■ Плюсы

❖ СВОБОДНО ПОДВЕШЕННЫЙ НАСОС

– Наиболее отличительная и значимая характеристика гидроприводных насосов заключается в том, что их можно спускать и поднимать из скважины посредством циркуляции. Особенно это интересно для морских платформ, удаленных кустов, заселенных и аграрных территорий.

❖ Глубокие скважины – Объемные насосы могут качать с глубин до 17 000 футов и больше. Уровни рабочей среды для струйных насосов ограничены порядка 9 000 футами.

❖ Регулирование оборотов – Меняя подачу рабочей жидкости на насосы, производительность можно варьировать от 10 до 100 процентов от расхода насоса. Оптимальный диапазон скорости – от 20 до 85 процентов от номинальных оборотов.

❖ Искривленные скважины – Наклонно-направленные скважины обычно не создают трудностей для «свободно подвешенных» гидроприводных насосов. Струйные насосы можно использовать даже в установках TFL.

❖ Вынос песка – струйные насосы, благодаря отсутствию движущихся частей, могут работать с песком и другими твердыми частицами через закаленные горловины сопел.

❖ Вязкие нефти – Объемные двигатели очень хорошо работают с вязкими нефтепродуктами. Рабочую жидкость можно подогревать либо добавлять в нее разжижитель, чтобы способствовать транспортировке нефти на поверхность.

❖ Коррозия – Для борьбы с коррозией в рабочую жидкость можно впрыскивать ингибитор коррозии.

■ Минусы

❖ Очистка рабочей жидкости – Для объемных двигателей очень важно удалять из рабочей жидкости твердые частицы. Твердые частицы в рабочей жидкости влияют и на работу наземных плунжерных насосов. Струйные насосы, с другой стороны, весьма «лояльны» к плохому качеству рабочей жидкости.

pressure fluctuates radically. Poor quality gas will impair or even stop production. Thus, the basic requirement for gas must be met or other artificial lift means should be installed.

Continuous gas lift imposes a relatively high back pressure on the reservoir compared to pumping methods and is at best only moderately efficient. The high back pressure may significantly reduce production as compared with some pumping methods and poor efficiency significantly increases both capital cost and operating energy costs.

■ Advantages

❖ Gas lift systems can produce solids as the solids do not pass through the valves. Many wells make some sand even if sand control is installed. The produced sand causes almost no mechanical problem to the gas lift valve; whereas, only a little sand causes problems with pumps.

❖ Deviated or crooked holes can be gas lifted with only minor lift problems. This is especially important for offshore platform wells which are directionally drilled. However gaslift primarily reduces the gravity component so it would not help to inject gas into the horizontal section of a horizontal well (for instance) unless to reduce instability.

❖ Gas lift permits the use of wireline equipment and such equipment is easily and economically serviced. This feature allows for routine repairs through the tubing.

❖ The normal design leaves the tubing full opening. This permits use of BHP surveys, sand sounding and bailing, production logging, cutting, paraffin, etc.

❖ High formation GOR's are helpful rather than being a hindrance. Thus in gas lift, less injection gas is required; whereas, in all pumping methods, pumped gas reduces efficiency drastically.

❖ Gas lift is flexible. A wide range of volumes and lift depths can be achieved with essentially the same well equipment. In some cases, switching to annular flow can also be easily accomplished to handle exceedingly high volumes.

❖ A central gas lift system can be easily used to service many wells or operate an entire field. Centralization usually lowers total capital cost and permits easier well control and testing.

❖ Gas lift presents a low profile.

❖ Well subsurface equipment is relatively inexpensive and repair and maintenance of this subsurface equipment is normally low. The equipment is easily pulled and repaired or replaced. Also major well workovers occur infrequently.

❖ Installation of gas lift is compatible with subsurface safety valves and other surface equipment. Use of the surface controlled subsurface safety valve with the 1/4-inch control line allows easy shut-in of the well.

❖ Gas lift will tolerate some bad design assumptions

GE's Oil & Gas business is a leader in the development and delivery of advanced product and service offerings for the global oil and gas industry. As a consequence of the rapid expansion of its technology base, GE Oil & Gas is capable of addressing the largest and most complex engineering and application challenges entirely from its own worldwide resources. So whether it's the world's largest LNG compression trains, re-injection of high sulfur gas, enhancing the safety and productivity of the world's oil and gas pipelines, or equipment for the production of oil and gas from harsh environments, GE is leading the charge (www.geoilandgas.com).

take command, embrace the future

Area Sales Manager: Russia & CIS

Job #: 784494

Role & Profile

- responsible for the growth of GE Oil & Gas business in the area
- possess an in-depth knowledge of the Oil and Gas market
- define and implement marketing and commercial strategies
- leverage cross-functional and cross-business resources to maximise opportunities
- work closely with key customers to understand their needs and provide solutions
- report financial objectives, results and market trends for the Regional Manager
- engineering degree or equivalent, with 7+ years' relevant experience or equivalent
- capable of rising to the challenge of delivering strong business growth
- based Moscow
- English and local language fluency

Account Manager Global Services

Job #: 624249

Role & Profile

- promote the growth of GE Oil & Gas global services throughout the region
- contribute towards defining and implementing marketing and commercial strategies, reporting to team leader
- establish a systematic business scouting program
- build strong relationships with key customers
- develop existing contacts and seek out new ones
- knowledge of the industry, with 2 – 5 years' relevant experience or equivalent
- ability to deliver results
- based Moscow
- English and local language fluency

To apply, please go to www.gecareers.com and type in the relevant job number to submit your application. GE is an Equal Opportunities Employer. We're looking forward to hearing from you!

Account Manager, Midstream: Moscow

Job #: 784421

Role & Profile

- build strong relationships with key customers
- establish a systematic business scouting program to identify existing and new market opportunities
- define and implement marketing and commercial strategies
- leverage cross-functional and cross-business resources to maximise opportunities
- co-ordinate sales opportunities to develop GE Oil & Gas brand awareness
- mechanical or chemical engineering degree or equivalent, with 5+ years' relevant experience or equivalent
- ability to deliver results
- based Moscow
- English and local language fluency

Application Engineers: Russia

Job #: 610049

Role & Profile

- analyse customer needs and assist them in selecting the right product with the appropriate technical specification
- develop technical proposals, including proposal costs, in the regions you are assigned to, working closely with the team at headquarters
- provide technical and commercial support to the local commercial manager or regional manager
- mechanical or electrical engineering degree or equivalent
- good knowledge of and 2 – 3 years' experience or equivalent in rotating machinery engineering within the oil and gas industry
- excellent interpersonal, communication and presentation skills, with both internal and external audiences
- willingness to travel throughout Russia, often at short notice
- English and local language fluency



GE imagination at work

❖ Ресурс насосов – Средний срок службы объемных насосов до ремонта короче, чем у струйных, штанговых глубинных и электрических погружных насосов. В основном это показатель качества рабочей жидкости, а также, как правило, играет роль то, что они качают с большей глубины, чем остальные. Струйные насосы, с другой стороны, имеют очень большой срок службы до ремонта без твердых частиц, либо без кавитации.

❖ Забойное давление - Объемные насосы могут качать практически при нулевом забойном давлении при отсутствии газовых помех и иных осложнений (минимальное забойное давление = градиент газа по глубине насоса + давление в затрубном пространстве). Струйные насосы не могут качать при низком давлении на приеме. Струйным насосам требуется забойное давление приблизительно 1 000 PSI при установке на глубине 10 000 футов и приблизительно 500 PSI на глубине 5 000 футов.

❖ Квалифицированный персонал – Для обслуживания объемных насосов обычно требуется высококвалифицированный рабочий персонал, или, возможно, больше внимания, чем для струйных насосов и других видов механизированной добычи. Тому есть две причины. Во-первых, необходимо повседневно следить за оборотами насоса и не допускать заброса. Во-вторых, систему очистки рабочей жидкости нужно часто проверять, чтобы поддерживать ее в рабочем состоянии с оптимальной эффективностью.

Ответ на вопрос: «когда применять струйные насосы, а когда объемные?», следующий: При наличии достаточного гидродинамического забойного давления используйте струйные насосы.

Газлифтная эксплуатация. Газлифтный способ эксплуатации является основным в Мексиканском заливе США и широко применяется в мире, особенно на шельфе. В основном эти скважины эксплуатируются непрерывным газлифтным способом. Таким образом, вопросы здесь следующие: «Почему выбирается газлифт?», «Где использовать постоянный (непрерывный) расход», «Когда выбирать периодический газлифт?».

Непрерывная газлифтная эксплуатация.

Непрерывный газлифт (с постоянным расходом) рекомендуется для скважин с большими объемами и высокими статическими забойными давлениями, где возникают серьезные проблемы с насосными системами. Он отлично подходит для подводных пластов классического типа с водонапорным режимом или обводненных коллекторов с хорошими коэффициентами продуктивности и высокими газовыми факторами. Газлифтный способ особенно привлекателен, когда есть газ

and still work. This is fortunate since the spacing design must usually be made before the well is completed and tested.

❖ Down tubing deployed coiled tubing gas lift systems have been used to lift wells when GLR is high and the packed off annulus cannot be used for gas injection.

Disadvantages

❖ Relatively high back pressure may seriously restrict production in continuous gas lift. This problem becomes more significant with increasing depths and declining static BHP's. Thus a 10,000 foot well with a static BHP of 1000 psi and a PI of 1.0 would be difficult to lift with the standard constant flow gas lift system. However, there are some special schemes that could be tried for such wells. For this reason it is recognized that a well functioning pump system may create less producing BHP on the formation.

❖ Gas lift is relatively inefficient, often resulting in large capital investments and high energy operating costs. The cost of compressors is relatively high and are often long delivery items. Costs in 1981 were found to be \$500 to \$600 per horsepower for typical land locations and \$1000 to \$1400 per horsepower for offshore packages. The compressor presents space and weight design problems when used on offshore platforms. Also, the cost of the distribution systems onshore may be significant. Increased gas usage also may increase the size of flow line and separators needed.

❖ Adequate gas supply is needed throughout life of project. If the field runs out of gas or if gas becomes too expensive, one may have to switch to another lift method. In addition, there must be enough gas for easy start-ups.

❖ Increasing water cut increases the flowing bottom hole pressure with a fixed gas lift pressure. At some water cut, another form of lift, such as ESP's, should be evaluated to increase production by reducing the flowing bottom hole pressure, especially if the produced gas is low.

❖ Operation and maintenance of compressors can be expensive. Skilled operators and good compressor mechanics are required for successful and reliable operation.

❖ There is increased difficulty when lifting low gravity (less than 15° API) crude due to greater friction. The cooling effect of gas expansion further aggravates this problem. Also the cooling effect will compound any paraffin problem.

❖ Low fluid volumes in conjunction with high water cuts (less than 200 BPD in 2-3/8" OD tubing) become less efficient to lift and frequently severe heading is experienced.

❖ Good data are required to make a good design as with all AL systems.

❖ Cost to remove a packer can often be high and limit changing to other lift systems. Changes from gas lift to another system offshore is seldom done due to cost.

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ПРОГРЕССА

При разработке морских месторождений одной из главных задач является достижение максимальной эффективности в сложных и ответственных условиях работы. И многое будет зависеть от надежности используемых двигателей и достижения ими необходимых показателей работы.

Как при строительстве скважины, так и при транспортировке добытой продукции газовые и дизельные двигатели Cat® обеспечивают отличные показатели работы и превосходную эффективность при максимальной надежности. Мы придаем технической поддержке не меньшую важность, чем внедрению передовых разработок и совершенствованию нашей продукции. Поэтому мы всегда готовы помочь вам в решении возникающих проблем.

Для получения дополнительной информации о наиболее эффективном применении нашей продукции для решения ваших задач позвоните дилеру Caterpillar в вашем регионе или посетите веб-сайт www.cat-oilandgas.com

Газовые двигатели в диапазоне эффективной мощности:
от 56 кВт (75 л.с.) до 6100 кВт (8180 л.с.)

Дизельные двигатели в диапазоне эффективной мощности:
от 89 кВт (119 л.с.) до 16 000 кВт (21 760 л.с.)

Caterpillar Global Petroleum
13105 Northwest Freeway, Suite 1010
Houston, Texas 77040-6321
Phone: 713-329-2207
Fax: 713-895-4280



3500C



C280



CM

высокого давления без компримирования, или где газ дешево стоит. Непрерывный газлифт прилагает к добываемому газу дополнительное газовое воздействие с целью снижения давления всасывания до НКТ, включая понижение пластового давления.

Обязательное условие – надежная и достаточная подача транспортирующего газа хорошего качества и высокого давления. Такая подача необходима в течение всего периода эксплуатации, если надо эффективно поддерживать систему газлифта. На многих месторождениях наблюдается истощение добываемого газа с увеличением обводненности, поэтому требуется свежий источник газа. Давление газлифта обычно держится постоянным на начальном этапе проекта обустройства, а по мере увеличения степени обводненности глубина лифта уменьшается, не давая системе газлифта достигать желаемого гидродинамического забойного давления. Кроме того, скважины будут работать нестабильно или перестанут работать совсем, когда произойдет прекращение подачи лифта или резкое изменение давления. Плохое качество газа способно ухудшить или совсем остановить добычу. Таким образом, надо удовлетворять основные потребности по газу, или ставить другие системы механизированной эксплуатации.

Непрерывный газлифт создает относительно высокое противодавление на пласт в сравнении с насосными технологиями, и показывает в лучшем случае среднюю эффективность. Высокое противодавление может сильно снизить уровень добычи в сравнении с некоторыми насосными системами, а низкий КПД значительно увеличивает капитальные затраты и эксплуатационные энергозатраты.

■ Плюсы

- ❖ Газлифтные системы могут выносить твердую фазу, так как она не должна проходить через клапаны. Многие скважины производят песок, даже если стоит песчаный фильтр. Выносимый песок практически не создает механических проблем для газлифтного клапана, в то время как на насосах сказывается даже небольшое количество песка.
- ❖ Наклонно-направленные или искривленные скважины можно эксплуатировать на газлифте с минимальными проблемами подъема. Это особенно важно для морских скважин, пробуренных наклонно-направленным способом. Однако газлифт прежде чем убирает гравитационную составляющую, поэтому он не способствует закачке газа в горизонтальный участок горизонтальной скважины (например), если не

Intermittent Gas Lift. Intermittent gas lift method is generally used on wells that produce low volumes of fluid ($\sim < 200$ bpd). Wells where intermittent lift is recommended normally have the characteristic of (1) high PI and low bottom hole pressure (BHP) or (2) low PI with high BHP. Its use stems from known major pumping problems or where continuous gas lift is already installed or low cost high pressure gas is available.

If an adequate, good quality, low cost gas supply is available and plans are to lift a relatively shallow, high GOR, low PI or low BHP well with a bad dog-leg that produces some sand, then intermittent gas lift would be an excellent choice. Intermittent gas lift has many of the same advantages/disadvantages as constant flow gas lift, and the major factors to be considered are similar. Only the differences will be highlighted in the ensuing discussion.

■ Advantages

- ❖ Intermittent gas lift has a significantly lower producing BHP than the constant flow methods.
- ❖ It has the ability to handle low volumes of fluid with relatively low production BHP's.
- ❖ Use of a plunger can increase efficiency by reducing liquid fallback and reduce gas use.

■ Disadvantages

- ❖ Intermittent gas lift is limited to low volume wells. For example an 8,000 foot well with 2" nominal tubing can seldom be produced at rates of over 200 BPD with an average producing pressure much below 250 psig. Smaller sizes of tubing have even a lower maximum rate.
- ❖ The average producing pressure of a conventional intermittent lift system is still relatively high when compared to rod pumping. However, the producing BHP can be reduced by use of chambers. Chambers are particularly suited to high PI, low BHP wells.
- ❖ The output to input horsepower efficiency is low. More gas is used per barrel of produced fluid than with constant flow gas lift. Also the slippage increases with depth and water cut making the lift system even more inefficient. However, slippage can be reduced by use of plungers. In general if the cycle time allows time for the plunger to fall, then plunger should be used with intermittent lift if not solids are present.
- ❖ The fluctuation in rate and BHP can be detrimental to wells with sand control. The produced sand may plug the tubing or standing valve. Also surface fluctuations cause gas and fluid handling problems.
- ❖ Intermittent gas lift requires frequent adjustments. The lease operator must alter the injection rate and time period routinely to increase the production and keep the lift gas requirement relatively low.



12-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

23-27 июня 2008

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия)

«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Генеральный
информационный
партнер:

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

ЦВК «Экспоцентр»

123100, Россия, Москва,

Краснопресненская наб., 14

Тел.: (495) 255-37-61, 255-29-29,

255-37-99, 255-39-46

E-mail: neftegaz@expocentr.ru

уменьшить неустойчивость.

- ❖ Газлифт позволяет использовать канатное оборудование и приборы, которые удобны и экономичны в обращении и обслуживании. Такая характеристика позволяет производить текущий ремонт через НКТ.
- ❖ При стандартной конструкции трубное остается полностью открытым. Это позволяет выполнять замеры забойного давления, зондирование песка, очистку желонкой, ГДК, использовать резку, парафин и пр.
- ❖ Высокие пластовые газовые факторы скорее служат в помощь, чем являются помехой. Таким образом, при газлифтной системе требуется меньше инъекционного газа, в то время как при всех насосных технологиях нагнетаемый газ значительно снижает кпд.
- ❖ Газлифтная система отличается гибкостью. Имея, по сути, одинаковое скважинное оборудование, можно добиваться широкого диапазона объемов и глубин подъема. В некоторых случаях, чтобы справиться с очень высокими объемами, можно легко перейти на кольцевой режим потока.
- ❖ Для обслуживания большого количества скважин или эксплуатации всего месторождения можно легко использовать централизованную газлифтную систему. Централизация обычно сокращает общие капитальные затраты и облегчает управление и исследование скважин.
- ❖ Газлифт представляет низкий профиль.
- ❖ Внутрискважинное оборудование относительно недорогое, обычно не требующее больших объемов ремонта и технического обслуживания. Оборудование можно легко поднимать из скважины для ремонта или замены. Серьезные капитальные ремонты скважин требуются не часто.
- ❖ Газлифтная установка совместима с внутрискважинными клапанами-отсекателями и наземным оборудованием. Использование управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя с линией управления в 1/4 дюйма позволяет легко производить закрытие скважины.
- ❖ Газлифт будет работать даже при некоторых конструкционных и проектных недочетах. Это большая удача, поскольку расчет установки обычно должен производиться до освоения и испытания скважины
- ❖ Кольцевые газлифтные системы на койл-тюбинге применяются для эксплуатации скважин при высоком газожидкостном факторе, и когда закупоренное затрубное пространство нельзя использовать для закачки газа.

■ Минусы

- ❖ Относительно высокое противодавление на пласт может сильно ограничить добычные

Plunger Lift. Plunger lift is usually used to lift small amounts of liquid up the tubing while a gas well can produce up the casing. The most common is conventional plunger lift. Once the plunger is on the bottom of the well on a bumper spring, the well is shut in and pressure is building in the annulus of the casing/tubing. The surface production valve is open to low pressure and the plunger rises with an amount of liquid above it, preventing liquid fallback for the most part.

The plunger and liquid arrive at the surface and the liquid is produced. The plunger is held by production at the surface. When the gas rate drops, liquids accumulate in the tubing and the well is shut in and the plunger falls. The plunger hits bottom and the cycle is repeated. If the well has perhaps 400 scf/bbl-1000' and the operating casing pressure can build to 1 1/2 times the line pressure, a liquid loaded gas well may produce with plunger lift³.

■ Advantages

- ❖ If criteria above satisfied, then no outside energy needed.
- ❖ Low initial cost
- ❖ New controllers automatically adjust cycle to make plunger lift easier to operate.

■ Disadvantages

- ❖ Will not tolerate too much solids production without sticking.
- ❖ Above 30 degrees inclination, falling problems may occur.
- ❖ Difficult to determine when it hits bottom (Use Echometer tracking system or other methods to trouble shoot)
- ❖ May not bring well completely to depletion.
- ❖ Limited to few bpd liquid for most low pressure gas well that are liquid loaded.
- ❖ Operator skill should be high to properly operate plunger lift.

■ Selection by Advantages and Disadvantages

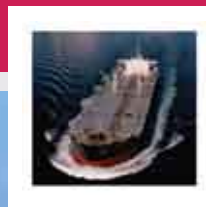
Tables 1 and 2 after Brown (cited in Ref 1) do provide a useful summary of the various advantages and disadvantages of the various lift systems described briefly in the proceeding sections. The correct selection of artificial lift systems have been and can be made by using tables similar to those generated by Clegg, Bucaram & Hein (cited in Ref 1) or the **Tables 1 & 2** repeated here from Brown.

Selection by Expert Programs

These programs include rules and logic so they will branch to select the best system of lift as a function of user input of well and operating conditions. References 4-6 are publications dealing with expert systems for the selection of artificial lift systems.

THE CIS OIL & GAS SUMMIT

RUSSIA, UKRAINE, THE CASPIAN & CENTRAL ASIA



28-30 MAY 2008
PARIS, FRANCE

LEAD SPONSOR



SPONSORED BY

PRICEWATERHOUSECOOPERS 



WHITE & CASE

Wood Mackenzie

Macleod Dixon ELP
Маклауд Диксон М.Д.Н.



BNP PARIBAS
CORPORATE & INVESTMENT BANKING

KEY SPEAKERS

Yves Louis Darricarrere
President E & P
TOTAL

Mr Marco Alvera
Senior Vice President
ENI SPA

Boris Zilbermints
Vice President, Regional Director
LUKOIL OVERSEAS

Guy Hollingsworth
Managing Director Eurasia
CHEVRON INTERNATIONAL

Martinus Brandal
CEO
AKER KVAERNER

Bengt Lie Hansen
President
STATOIL HYDRO, Russia

Sergei Bogdanchikov
President
ROSNEFT

Vladimir Razdukhov
President
**CASPIAN PIPELINE
CONSORTIUM**

Leonid Dyachenko
Director and Chief Executive Officer
URALS ENERGY



For further information contact: Evnika Polovinkina
tel: +44 (0) 20 7067 1800 fax: +44 (0) 20 7430 9513
Email: e.polovinkina@theenergyexchange.co.uk
www.theenergyexchange.co.uk

Table 1: Relative Advantages of Artificial Lift Systems (After K. E. Brown, JPT, Oct, 1982)

Rod Pumping	Hydraulic Piston Pumping	Electric Submersible Pumping	Gas Lift	Hydraulic Jet Pump	Plunger Lift	Progressive Cavity Pumps
Relatively simple system design	Not so depth limited- can lift large volumes from great depths	Can lift extremely high volumes, 20,000 B/D (19078 m 3/d), in shallow wells with large casing.	Can handle large volume of solids with minor problems.	Retrievable without pulling tubing.	Retrievable without pulling tubing.	Some types are retrievable with rods
Units easily changed to other wells with minimum cost	500 B/D (79.49 m 3/d) from 15,000 ft. (4572 m) have been installed to 18,000 ft. (5486.4 m)	Currently lifting \pm 120,000 B/D (19068 m 3/d) from water supply wells in Middle East with 600-hp (448-kW) units; 720-hp (537-kW) available, 1,000-hp (746-kW) under development.	Handles large volume in high-PI wells (continuous lift). 50,000 B/D (7949.37 m 3/d).	Has no moving parts.	Very inexpensive installation.	Moderate Cost
Efficient, simple and easy for field people to operate.	Crooked holes present minimal problems.			No problems in deviated or crooked holes.	Automatically keeps tubing clean of paraffin, scale.	Low Profile
Applicable to slim holes and multiple completions.	Unobtrusive in urban locations.	Unobtrusive in urban locations.	Fairly flexible- convertible from continuous to intermittent to chamber or plunger lift as well declines.	Unobtrusive in urban locations.	Applicable for high gas oil ratio wells.	Can use downhole electric motors that handle sand and viscous fluid well
Can pump a well down to very low pressure (depth and rate dependent).	Power source can be remotely located.	Simple to operate.	Unobtrusive in urban locations.	Can use water as a power source.	Can be used in conjunction with intermittent gas lift.	High electrical efficiency
System usually is naturally vented for gas separation and fluid level soundings.	Analyzable.	Easy to install downhole pressure sensor for telemetering pressure to surface via cable.	Power source can be remotely located.	Power fluid does not have to be so clean as for hydraulic piston pumping.	Can be used to unload liquid from gas wells.	
Flexible-can match displacement rate to well capability as well declines.	Flexible-can usually match displacement to well's capability as well declines.	Crooked hole present no problem.	Easy to obtain downhole pressures and gradients.	Corrosion scale emulsion treatment easy to perform.		
Analyzable.	Can use gas or electricity as power source.	Applicable offshore.	Lifting gassy wells is no problem.	Power source can be remotely located and can handle high volumes to 30,000 B/D (4769.62 m 3/d).		
Can lift high-temperature and viscous oils.	Downhole pumps can be circulated out in free systems.	Corrosion and scale treatment easy to perform.	Sometimes serviceable with wireline unit.			
Can use gas or electricity as power source.	Can pump a well down to fairly low pressure.	Availability in different size.	Crooked holes present no problem.			
Corrosion and scale treatments easy to perform.	Applicable to multiple completion's.	Lifting cost for high volumes generally very low.	Corrosion is not usually as adverse.			
Applicable to pump off control if electrified.	Applicable offshore.		Applicable offshore.			
Availability of different sizes.	Closed system will combat corrosion.					
Hollow sucker rods are available for slim hole completion's and ease of inhibitor treatment.	Easy to pump in cycles by time clock.					
Have pumps with double valving that pump on both upstroke and downstroke.	Adjustable gear box for Triplex offers more flexibility.					
	Mixing power fluid with waxy or viscous crudes can reduce viscosity.					

Table 2: Relative Disadvantages of Artificial Lift Systems

Rod Pumping	Hydraulic Piston Pumping	Electric Submersible Pumping	Gas Lift	Hydraulic Jet Pump	Plunger Lift	Progressive Cavity Pumps
Crooked holes present a friction problem.	Power oil systems are a fire hazard.	Not applicable to multiple compilations.	Lift gas is not always available.	Relatively inefficient lift method.	May not take well to depletion; hence, eventually requiring another lift method.	Elastomers in stator swell in some well fluids
High solids production is troublesome.	Large oil inventory required in power oil system which detracts from profitability.	Only applicable with electric power.	Not efficient in lifting small fields or one well leases.	Requires at least 20% submergence to approach best lift efficiency.	Good for low-rate wells only normally less than 200 B/D (31.8 m/d).	POC is difficult
Gassy wells usually lower volumetric efficiency.	High solids production is troublesome.	High voltages (1,000 V) are necessary.	Difficult to lift emulsions and viscous crudes.	Design of system is more complex.	Requires more engineering supervision to adjust properly.	Lose efficiency with depth
Is depth limited, primarily due to rod capability.	Operating costs are sometimes higher.	Impractical in shallow, low-volume wells.	Not efficient for small fields or one-well leases if compression equipment is required.	Pump may cavitate under certain conditions.	Danger exists in plunger reaching too high a velocity and causing surface damage.	Rotating rods wear tubing; windup and after-spin of rods increase with depth
Obtrusive in urban locations.	Usually susceptible to gas interference- usually not vented.	Expensive to change equipment to match declining well capability.	Gas freezing and hydrate problems.	Very sensitive to any change in back pressure.		
Heavy and bulky in offshore operations.	Vented installations are more expensive because of extra tubing required.	Cable causes problems in handling tubulars.	Problems with dirty surface lines.	The producing of free gas through the pump causes reduction in ability to handle liquids.	Communication between tubing and casing required for good operation unless used in conjunction with gas lift.	
Susceptible to paraffin problems.	Treating for scale below packer is difficult.	Cables deteriorate in high temperatures.	Some difficulty in analyzing properly without engineering supervision.	Power oil systems are fire hazard.		
Tubing cannot be internally coated for corrosion.	Not easy for field personnel to troubleshoot.	System is depth limited, 10,000 ft. (3048.0 m), due to cable cost and inability to install enough power downhole (depends on casing size).	Cannot effectively produce deep wells to abandonment.	High surface power fluid pressures are required.		
H2S limits depth at which a large volume pump can be set.	Difficult to obtain valid well tests in low volume wells.	Gas and solids production are troublesome.	Requires makeup gas in rotative systems.			
Limitation of downhole pump design in small diameter casing.	Requires two strings of tubing for some installations.	Not easily analyzable unless good engineering know-how.	Casing must withstand lift pressure.			
	Problems in treating power water where used.	Lack of production rate flexibility.	Safety problem with high pressure gas.			
	Safety problem for high surface pressure power oil.	Casing size limitation.				
	Lost of power oil in surface equipment failure.	Cannot be set below fluid entry without a shroud to route fluid by the motor. Shroud also allows corrosion inhibitor to protect outside of motor.				
		More downtime when problems are encountered due to entire unit being downhole.				

возможности при непрерывном газлифте. Данная проблема усугубляется по мере увеличения глубины и падения статических забойных давлений. То есть скважина глубиной 10 000 футов, статическим забойным давлением 1 000 psi и коэффициентом продуктивности 1,0 будет иметь трудности с извлечением флюидов при стандартной непрерывной газлифтной системе. Существуют, тем не менее, специальные схемы, которые стоит испробовать на таких скважинах. По этой причине считается, что функционирующая в скважине насосная система может создавать меньшее рабочее забойное давление на пласт.

❖ Газлифт относительно неэффективен, и часто приводит к большим капиталовложениям и высокой себестоимости энергии. Компрессоры стоят достаточно дорого и зачастую являются оборудованием с длительным сроком поставки. В 1981 году стоимость составляла от 500 до 600 \$ на л.с. для наземных систем и от 1 000 до 1 400 \$ на л.с. для морских комплексов. При использовании на морских платформах компрессор представляет проблему из-за места и веса. А на суше дорого могут стоять распределительные системы. Из-за повышенного потребления газа возможно увеличение диаметра выкидной линии и нужны сепараторы.

❖ В течение всего срока реализации проекта нужна достаточная подача газа. Если на месторождении кончается газ, либо если газ становится слишком дорогим, можно перейти на другой способ добычи. Кроме того, надо достаточно газа для легкого запуска.

❖ С увеличением обводненности растет гидродинамическое забойное давление при постоянном давлении газлифта. На определенном уровне обводненности следует рассмотреть другой вид подъема, например, ЭЦН, чтобы увеличить добычу путем снижения гидродинамического забойного давления, особенно если добываемый газ на низком уровне.

❖ Дорогими могут быть эксплуатация и техобслуживания компрессоров. Для успешной и надежной работы нужны квалифицированные операторы и хорошая механика компрессоров.

❖ Повышенная сложность в подъеме нефти с низким значением плотности (меньше 15 градусов АНИ) из-за более высокого трения. Охлаждающий эффект от расширения газа еще больше усугубляет эту проблему. Кроме того, охлаждающее действие создаст парафиновые проблемы.

❖ Низкие объемы флюидов в сочетании с высокой обводненностью (менее 200 баррелей в сутки в НКТ наружного диаметра 2-3/8") становятся менее эффективными для добычи, и часто бывает неустойчивый поток нефти из скважины.

❖ Как и со всеми системами механизированной

Reference 1 has references to expert program methods. One describes an expert system with selection criteria on:

1. Sucker rod
2. Hydraulic pump
3. ESP
4. Progressive pump
5. Continuous gas lift
6. Intermittent gas lift
7. Intermittent gas lift with plunger
8. Constant slug injection gas lift
9. Chamber gas lift
10. Conventional plunger lift

The program contains; an (1) Expert Module, a (2) Design Module, and a (3) Economic Module. Module 1 is an expert module that includes a knowledge base structured from human expertise, theoretical written knowledge available and known "rule of thumb" type calculations. Module 2 incorporates simulation design and facility component specification programs for all lift methods considered. Module 3 is an economics evaluation module that includes a costs data base, and cost analysis programs to calculate lift profitability.

Module 1 ranks the methods and also issues some warnings, some of which may rule out high ranked methods. Module 2 contains a suite of design methods with advice to follow from Module 1. Module 3 utilizes the designs and expected production rate to calculate profitability using evaluation parameters such as net present value and rate of return. It also includes investment costs and repair and maintenance costs.

Another reference describes the program AL which decides, from the user's input, what system among gas lift, hydraulic, sucker rod or ESP pumping systems, is best for particular conditions. Problems such as sand, paraffin, crooked hole, corrosion, small casing, flexibility, and scale are used, with the stored knowledge base and user input, to allow the program to rank by score, the most appropriate method of lift for particular conditions. Details of the program's input, structure, and output are contained in the reference.

Yet another reference describes another expert system, which is very encompassing in scope. The reference describes the OPUS (Optimum Pumping Unit Search) program, later described commercially as the Artipilp program. The program consists of; (a) a knowledge base containing the complete set of specific information on the domain of expertise; (b) an inference engine using the data and heuristics of the knowledge base to solve the problem and (c) interactive modules enabling very simple use of the expert system.



7th INTERNATIONAL PIPELINE FORUM
15-17 APRIL 2008
MOSCOW, EXPOCENTR KRASNAYA PRESNYA

INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION

PIPELINE TRANSPORT 2008

Organisers:

ОАО АК TRANSNEFT
ZAO EUROEXPO
ООО RPI International



pipeline@euroexpo-vienna.com
www.expopipeline.com

Join Russia's only exclusive event for the oil & gas pipeline industry and meet with key players from Russia and the CIS. Get more information on this event:

Tel. +43 1 230 85 35 -33
pipeline@euroexpo-vienna.com

CONFERENCE

Svetlana Muradova
Tel. +7 495 967 01 27
svetam@rpi-inc.com

добычи, для хороших расчетов требуются хорошие данные.

❖ Зачастую бывает высокая стоимость извлечения пакера, и ограничен переход на другие системы эксплуатации. Переход с газлифта на другую систему на шельфе производится редко из-за стоимости.

Периодическая газлифтная эксплуатация. Способ периодического (перемежающегося) газлифта, как правило, используется на скважинах, дающих низкие объемы флюида (~<200 баррелей в сутки). Скважины, для которых рекомендуется периодическая газлифтная эксплуатация, обычно характеризуются: (1) высоким коэффициентом продуктивности с низким забойным давлением или (2) низким коэффициентом продуктивности с высоким забойным давлением. Использование этого способа обуславливается известными серьезными проблемами с насосными системами или там, где уже стоит непрерывный газлифт или есть недорогой газ высокого давления.

Если присутствует достаточное снабжение недорогим, но качественным газом, а в планах эксплуатировать скважину относительно неглубокую, с высоким газовым фактором, низким коэффициентом продуктивности или низким забойным давлением, с сильным искривлением и выносящую песок, тогда периодический газлифт будет превосходным выбором. Периодический газлифт имеет во многом схожие достоинства и недостатки, что и непрерывный газлифт, и основные учитываемые факторы аналогичны. Ниже обрисовываются немногочисленные отличия.

■ Плюсы

- ❖ При периодическом газлифте значительно ниже рабочее забойное давление, чем у способов с непрерывным расходом.
- ❖ Способен работать с низкими объемами жидкости при относительно низких забойных давлениях.
- ❖ Использование плунжера может повысить КПД путем уменьшения выпадения жидкости и уменьшать потребление газа.

■ Минусы

- ❖ Периодический газлифт ограничивается низкообъемными скважинами. Например, скважина глубиной 8 000 футов со стандартной НКТ 2" мало когда может эксплуатироваться при дебитах выше 200 баррелей в сутки со средним рабочим давлением гораздо ниже 250 psig. У НКТ меньшего диаметра максимальный дебит еще меньше.
- ❖ Среднее рабочее давление стандартной периодической газлифтной системы по-прежнему

The structure of the rules in one method is as follows:

if (condition) then (type of process)

For each process (i.e., lift method), a suitability coefficient (SC) from -1 to +1 for the given condition is defined, where SC = -1 eliminates the process from further consideration and SC = +1 indicates a process well suited to the given condition.

For example, the simple expression

if (Pump Temperature > 500 F) then (ESP), -1

defines a rule that eliminates ESP's if the pump temperature exceeds 500 F

■ Selection by Net Present Value (NPV) Comparison

A more complete selection technique will depend upon the life-time economics of the available lift methods. The economics in turn depend, for example, upon the failure rates of the system components, fuel costs, maintenance costs, inflation rates, anticipated revenue from produced oil and gas and other factors that may vary from system to system. References showing examples of economic selection are contained in Reference 1 cited here below.

In order to use the NPV comparison method, the user must have a good idea of the associated costs for each system. Realistic equipment run life and replacement cost are critical to the NPV comparison method. This requires that the user evaluate each system carefully for his particular well and be aware of the advantages/disadvantages of each system and additional equipment (i.e., additional costs) that may be required. Since energy costs are included in the NPV analysis, an optimal design for each feasible method must be determined before running the NPV analysis.

These factors force the user to consider all the selection methods discussed previously to generate the necessary information for the NPV analysis.

For each nth year of production the NPV is found by

$$\{ (\text{Revenue from Oil and Gas}) - (\text{Costs, Power, W/O's, etc}) \} / (1 - \text{Discount Rate})^n$$

■ Conclusions

Selection may be done by simply seeing what is done in adjoining fields and/or using tables of advantages/disadvantages. However a complete economic analysis of the life of the field has been done in some cases to compare methods of lift under consideration.



ufi
Approved
Event

15th International Caspian Oil & Gas Exhibition & Conference Incorporating Refining & Petrochemicals



www.caspianoilgas.co.uk

CASPIAN OIL & GAS

3-6 June 2008

BAKU, AZERBAIJAN

Organisers:



ITE (London)
Tel: + 44 (0) 20 7596 50 78
Fax: + 44 (0) 20 7596 51 06
E-mail: oilgas@ite-exhibitions.com

Supported by:



Ministry of Industry
and Energy of the
Republic of Azerbaijan



State Oil Company
of the Republic
of Azerbaijan

относительно высокое в сравнении со штанговыми насосами. Однако рабочее забойное давление можно уменьшить с помощью камер. Камеры особенно подходят для скважин с высоким коэффициентом продуктивности и низким забойным давлением.

- ❖ Низкий коэффициент полезного действия «вход – выход». Потребляется больше газа на баррель добываемого флюида, чем при непрерывной газлифтной эксплуатации. Также с глубиной и обводненностью происходит больше проскоков газа, что делает газлифтную систему менее эффективной. Однако проскоки газа можно сократить использованием плунжеров. В принципе, если продолжительность цикла дает время для падения плунжера, тогда для периодического газлифта нужно использовать плунжер, если отсутствует твердая фаза.

- ❖ Колебания дебита и забойного давления могут отрицательно сказываться на скважинах с установленными песчаными фильтрами. Выносимый песок может забивать НКТ или всасывающий клапан. Кроме того, изменения на поверхности могут вызывать проблемы с транспортировкой газа и жидкости.

- ❖ Системе периодического газлифта требуется частая настройка. Чтобы увеличить производительность и поддерживать на относительно низком уровне потребность в рабочем газе, промысловый оператор должен регулярно менять скорость закачки и интервал времени.

Эксплуатация скважин с помощью гидропакерного подъёмника (плунжерный лифт). Плунжерный лифт обычно используется для подъема небольших объемов жидкости по НКТ, пока газовая скважина может работать по затрубному пространству. Наиболее распространен традиционный плунжерный лифт. Когда плунжер лежит на забое скважины на отбойной пружине, скважина закрыта на накопление давления в кольцевом пространстве между лифтовой и обсадной колоннами. Устьева фонтанная задвижка открывается на низкое давление, и плунжер поднимается жидкостью над собой, не позволяя большей части жидкости выпадать. Плунжер и жидкость доходят до устья, и происходит отбор жидкости. Продукция удерживает плунжер на устье. Когда расход газа падает, жидкости накапливаются в НКТ, скважина закрывается, и плунжер опускается обратно вниз. Плунжер ударяется о забой, цикл повторяется. Если скважина дает, скажем, 400 ст. куб. фт. / барр. н.-1000', а рабочее затрубное давление может накапливаться до уровня в 1,5 раза выше линейного давления, то заряженная жидкостью

газовая скважина может работать на плунжерном лифте.

■ Плюсы

- ❖ При удовлетворении вышеуказанных критериев внешняя энергия не нужна.
- ❖ Низкие первоначальные затраты.
- ❖ Новые регуляторы автоматически подстраивают цикл, чтобы облегчить работу плунжерного лифта.

■ Минусы

- ❖ Не допускает слишком большого выноса твердой фазы без прихвата.
- ❖ При зенитном угле выше 30 градусов могут возникнуть осложнения с падением.
- ❖ Трудно определить момент удара о забой (Пользуйтесь эхолотной системой слежения или другими методами для локализации неисправностей).
- ❖ Может не довести скважину до полного режима истощения.
- ❖ Для большинства загруженных жидкостью газовых скважин с низким давлением ограничен дебит жидкости в несколько баррелей в сутки.
- ❖ Для правильной эксплуатации плунжерного лифта оператор должен иметь высокую квалификацию.

■ Выбор в зависимости от плюсов и минусов

В Таблицах 1 и 2 от Брауна (Brown, цит. по Лит. 1) в конспектном виде представляют различные достоинства и недостатки разных систем добычи, которые были кратко описаны в предыдущих подразделах. Правильный выбор систем механизированной эксплуатации скважин делался и может делаться с помощью таблиц, аналогичных составленными Clegg, Bucaram & Hein (цит. по Лит. 1) или **Таблиц 1 и 2**, повторяемых здесь от Brown.

Выбор экспертных программ. К этим программам относятся правила и логические блоки, подводящие к выбору оптимальной системы подъема как критерий пользовательских исходных данных по скважине и условиям эксплуатации. Пп. 4-6 «Литературы» представляют собой издания, где описываются экспертные системы по подбору систем механизированной эксплуатации скважин. П. 1 «Литературы» дает ссылки на методы экспертных программ. Один дает описание экспортной системы с критериями отбора следующих установок:

1. ШГН
2. Гидроприводной насос
3. ЭЦН
4. Объемный винтовой насос
5. Непрерывный газлифт

Таблица 1: Относительные преимущества систем механизированной эксплуатации скважин (составил: Браун К.Е., журнал “Джорнэл оф петролеум текнолоджи”, окт. 1982)

ШГН	Гидроприводной Поршневой насос	Электрический центробежный (погружной) насос	Газлифтная эксплуатация	Гидроприводной Струйный насос	Эксплуатация скважин с помощью гидропакерного подъёмника (плунжерный лифт).	Объемные винтовые насосы
Относительно простая конструкция системы	Нет таких ограничений по глубине – может извлекать большие объемы с больших глубин	Может извлекать очень большие объемы, 20 000 баррелей в сутки (19078 м ³ / сут.) на неглубоких скважинах с большой обсадной колонной.	Может спокойно работать с большими объемами твердой фазы.	Извлекается без подъема НКТ.	Извлекается без подъема НКТ.	Некоторые типы извлекаются штангами.
Простая перестановка установок на другие скважины с минимальными затратами	500 баррелей в сутки (79,49 м ³ / сут.) с гл. 15 000 футов (4572 м) установлен на гл. 18 000 (5486,4 м)	В настоящее время поднимает на Ближнем Востоке ± 120 000 баррелей в сутки (19 068 м ³ / сут.) из водозаборных скважин при 600 л.с. (448 кВт) в наличии и 1 000 л.с. (746 кВт) в разработке.	Обрабатывает большие объемы в скважины с высоким коэффициентом продуктивности (непрерывный газлифт) 50 000 баррелей в сутки (7 947,37 м ³ /сут.)	Отсутствуют движущиеся части.	Очень дешевая установка.	Средняя стоимость.
Эффективен, прост и удобен в эксплуатации для промышленного персонала.	Искривленные стволы создают минимум проблем.	Не создает помех на городских территориях.	Довольно гибкая система - переход с непрерывного на периодический, камерный или плунжерный лифт с падением дебита.	Нет проблем в наклонно-направленных или искривленных скважинах.	Автоматически очищает НКТ от парафина и окалины.	Низкий профиль.
Применим для скважин малого диаметра и многопластовых заканчиваний	Не создает помех на городских территориях.	Не создает помех на городских территориях.	Не создает помех на городских территориях.	Не создает помех на городских территориях.	Применим для скважин с высоким газовым фактором.	Можно использовать забойные электродвигатели, которые работают с песком и вязкими флюидами
Может качать скважину до очень низкого давления (в зависимости от глубины и дебита)	Возможно удаленное расположение источника питания.	Прост в эксплуатации.	Возможно удаленное расположение источника питания.	Применим на шельфе.	Можно использовать в сочетании с периодическим газлифтом.	Высокий электрический КПД
Система обычно с естественным отводом для сепарации газа и зондирования уровней флюидов.	Поддается анализу.	Удобно ставить глубинный датчик давления для дистанционного измерения давления до устья через кабель.	Легко получать забойные давления и градиенты.	В качестве источника питания может использоваться вода.	Можно использовать жидкости из газовых скважин.	
Гибкость – может подгонять скорость вытеснения к возможностям скважины с падением дебита.	Гибкость – обычно может подгонять вытеснение к возможностям скважины с падением дебита.	Искривленные стволы не создают проблем.	Подъем с газосодержащих скважин не проблема.	Рабочая жидкость не обязательно должна быть такой же чистой, как для гидроприводных насосов.		
Поддается анализу.	В качестве источника питания может использовать газ или электричество	Применим на шельфе.	Иногда возможно обслуживание с геофизического канатного подъемника.	Легко проводить обработки для удаления коррозии, эмульсии и окалины.		
Может извлекать высокотемпературные и вязкие нефтепродукты	В свободно подвешенных системах забойные насосы можно поднимать с помощью циркуляции.	Легко проводить обработки для удаления коррозии и окалины.	Искривленные стволы не создают проблем.	Возможно удаленное расположение источника питания и обработка больших объемов до 30 000 баррелей в сутки (4769,62 м ³ /сут.).		
В качестве источника питания может использовать газ или электричество	Может качать скважину до относительно низкого давления.	Имеются разных размеров.	Обычно нет сильного отрицательного эффекта от коррозии.			
Легко проводить обработки для удаления коррозии и окалины.	Применим для многопластовых заканчиваний.	Как правило, очень низкая себестоимость подъема для высоких объемов.	Применим на шельфе.			
При питании от электричества применим для контроля отдачи.	Применим на шельфе.					
Имеются разных размеров.	Замкнутая система борется с коррозией.					
Для скважин малого диаметра и удобства обработки ингибиторами есть польза ШГН.	Удобно качать циклами по таймеру.					
Есть насосы со сдвоенными клапанами, качающие ходом поршня и вверх, и вниз.	Регулируемый редуктор для триплекса дает больше гибкости.					
	Смешивание рабочей жидкости с парафинистыми или вязкими нефтями может снижать вязкость.					

Таблица 2: Относительные недостатки систем механизированной эксплуатации скважин

ШГН	Гидроприводной Поршневой насос	Электрический центробежный (погружной) насос	Газлифтная эксплуатация	Гидроприводной Струйный насос	Эксплуатация скважин с помощью гидропакерного подъёмника (плунжерный лифт).	Объемные винтовые насосы
Проблемы с трением в искривленных стволах.	Системы рабочего масла пожароопасны.	Не применим для многопластовых заканчиваний.	Не всегда имеется рабочий газ.	Способ эксплуатации с относительно низким кпд.	Может не довести скважину до режима истощения, поэтому, в конце концов, требуется переход на другой способ эксплуатации.	В некоторых скважинных флюидах разбухают эластомеры статора.
Затруднена добыча при высоком содержании твердой фазы.	В системе рабочей жидкости нужен большой запас масла, что снижает прибыльность.	Применим только на электроэнергии.	Неэффективно для эксплуатации небольших месторождений или на односкважинных участках.	Требуется минимум 20% погружения, чтобы добиться оптимальной эффективности подъема.	Хорошо только для низкодебитных скважин меньше 200 баррелей в сутки 31,8 м3/сут.)	Сложность в обеспечения контроля отбора продукции скважины
Обычно ниже объемный кпд в газосодержащих скважинах.	Затруднена добыча при высоком содержании твердой фазы.	Нецелесообразно в неглубоких низкодебитных скважинах.	Сложно поднимать эмульсии и вязкие нефти.	Более сложная конструкция системы.	Для правильного регулирования требуется больше технического контроля.	Потеря эффективности с кпд.
Ограничение по глубине, в основном от мощности штанг.	Иногда выше эксплуатационные затраты.	Дорого менять оборудование для соответствия падающих добычных возможностей скважины.	Неэффективно для небольших месторождений или односкважинных участков, если требуется компрессорное оборудование.	При некоторых условиях возможна кавитация насоса.	Существует опасность, что плунжер достигнут слишком высокой скорости и произойдет поверхностное повреждение.	Вращение штанг изнашивает НКТ; закручивание и последующее обратное раскручивание колонны штанг возрастают с глубиной.
Создает помехи на городских территориях.	Обычно подвержены газовым помехам и нет отвода.	Кабель создает проблемы в работе с трубами.	Проблемы с замерзанием газа и гидратом.	Очень чувствителен к любым изменениям противодавления.	Добыча свободного газа через насос вызывает уменьшение возможности обработки жидкостей.	
Тяжело и неудобно при морской добыче.	Установки с отводом стоят дороже, т.к. требуются дополнительные НКТ.	Ухудшение состояния кабелей при высоких температурах.	Проблемы с замерзанием газа и гидратом.	Добыча свободного газа через насос вызывает уменьшение возможности обработки жидкостей.	Для хорошей работы требуется хорошее сообщение между трубным и затрубным пространствами, если система не используется совместно с газлифтом.	
Подвержен проблемам с парафином.	Затруднена обработка от окалины ниже пакера.	Система ограничена по глубине, 10 000 футов (3 048 м) из-за цена кабеля и невозможности создания достаточной мощности в скважине (зависит от диаметра обсадной колонны).	Проблемы с грязными наземными линиями.	Системы рабочего масла пожароопасны.		
НКТ нельзя изнутри покрыть от коррозии.	Промысловому персоналу не легко локализовать неисправности.	Затруднены добыча газа и вынос твердой фазы.	Некоторая сложность в правильном анализе без технического контроля.	Требуется высокие устьевые давления рабочей жидкости.		
Сероводород ограничивает глубину установки большеобъемного насоса.	Трудно проводить качественные ГДИ в низкодебитных скважинах.	Сложно производить анализ без хорошего инженерно-технического обеспечения.	Нельзя эффективно эксплуатировать глубокие скважины до ликвидации.			
Ограничение конструкции забойного насоса в обсадной колонне малого диаметра.	Некоторые установки требуют двух колонн НКТ.	Отсутствие маневренности в темпе отбора.	В ротационных системах требуется свежий подпиточный газ.			
	Проблемы с подготовкой рабочей воды, при ее использовании.	Ограничение по диаметру обсадной колонны.	Обсадная колонна должна выдерживать давление подъема.			
	Проблема безопасности с рабочим маслом при высоком устьевом давлении.	Нельзя ставить ниже доступа флюидов без кожуха для направления флюидов двигателем. Кожух также позволяет закачивать ингибитор коррозии или защищать двигатель снаружи.	Проблема безопасности с газом высокого давления.			
	Потеря рабочего масла при отказе устьевого оборудования	Более долгие простои в случае осложнений, так как в скважине находится весь узел целиком.				

6. Периодический газлифт
7. Периодический газлифт с плунжером
8. Непрерывный газлифт с порционной закачкой
9. Камерный газлифт
10. Традиционный плунжерный лифт

Программа содержит: (1) Экспертный модуль, (2) Расчетный модуль и (3) Экономический модуль. Модуль 1 – экспертный, включает в себя базу знаний, построенную из человеческого опыта, доступных теоретических познаний и известных эмпирических подсчетов. Модуль 2 включает программы проектирования методом моделирования и составления спецификации компонентов оборудования для всех рассматриваемых способов эксплуатации скважин. Модуль 3 представляет собой оценку экономических параметров и включает в себя базу данных о затратах и программу стоимостного анализа для расчета прибыльности эксплуатации.

Модуль 1 классифицирует методы, а также выдает ряд предупреждений, некоторые из которых могут исключить высоко стоящие методы. В Модуле 2 содержится набор методов расчета с рекомендацией идти от Модуля 1. Модуль 3 использует расчеты и прогнозируемый рабочий дебит с целью определить прибыльность с помощью таких оценочных параметров, как чистая приведенная стоимость и норма прибыли. Также он включает капитальные затраты и стоимость ремонта и технического обслуживания.

Еще в одной ссылке из литературы дается описание программы AL, которая на основе исходных пользовательских данных принимает решение, какая система лучше всего подходит для конкретных условий, выбирая из газлифта, гидроприводного насоса, ШГН или ЭЦН. Берутся такие задачи, как песок, парафин, искривленный ствол, коррозия, узкая обсадная колонна, гибкость и окалина; база знаний и исходные данные сохраняются, чтобы программа выставляла квалификационную оценку для самого подходящего способа эксплуатации в конкретных условиях. В литературе приводится подробная информация об исходных данных, структуре и выходном результате программы.

Еще в одной ссылке из литературы дается описание еще одной экспертной системы, очень обширной по объему. Документ описывает программу OPUS (Optimum Pumping Unit Search – Поиск оптимальной насосной системы), коммерческое название Artilip. Программа состоит из: (а) базы знаний, содержащей комплектность специальной информации из области компетенции,

Скважинный анализатор



Для записи и анализа данных используется портативный компьютер, смонтированный вместе с высокоточным аналогово-цифровым преобразователем в жестком переносном футляре. Применение единого электронного блока с необходимыми датчиками для возможности анализа всех параметров скважины позволяет добиться значительной экономии.

Онлайновые услуги Echometer

Информация о продукции и служба поддержки

Бесплатная загрузка ПО

Автоматический уровнемер с акустическим глубиномером
 Корректировка для расчета столба газированной жидкости
 Расчет давления на забое

Динамометр

Высокоточный подковообразный датчик
 Усовершенствованный датчик полированных штанг
 Акселерометр для определения положения полированного штока
 Динамограмма скважинного насоса
 Анализ крутящего момента

Прибор для испытания скважины с переменным давлением

Автоматический расчет уровня жидкости с акустическим глубиномером
 Диаграммы анализа данных

Датчик мощности

Анализ мощности и тока двигателя
 Баланс насосной установки
 Общий КПД насоса
 Анализ расходов на электроэнергию

Анализ верхнего хода плунжера

Определение положения плунжера
 Оптимизация длительности циклов

Обезвоживание газовых скважин

Echometer Company
 5001 Ditto Lane
 Wichita Falls, TX 76302, USA
 Phone: 940-767-4334
 Fax: 940-723-7507
www.echometer.com

(б) машины логического вывода, использующей данные и эвристику базы знаний для решения задач, и (в) интерактивных модулей, упрощающих использование экспертной системы. Правила в одном методе структурированы следующим образом:

если (условие), то (тип процесса)

Для каждого процесса (т.е. способа эксплуатации) задается коэффициент пригодности SC от -1 до +1 по данному условию, где SC = -1 означает исключение процесса из дальнейшего рассмотрения, а SC = +1 – что процесс хорошо подходит для данного условия. Например, простое выражение

если (Температура насоса > 500 F), то (ЭЦН), -1

задает правило, исключающее применение ЭЦН, если температура насоса превышает 500 F.

Выбор по сравнению чистой приведенной стоимости (ЧПС). Более сложная методика выбора зависит от экономических параметров доступных способов добычи в течение всего периода эксплуатации. В свою очередь, экономические параметры зависят от интенсивности отказов системных компонентов, стоимости топлива, эксплуатационных расходов, темпов инфляции, ожидаемых доходов от добываемых нефти и газа и других факторов, разнящихся от системы к системе. В ссылках из литературы приводятся примеры экономического выбора, см. ниже выдержку из п. 1 «Литературы».

Чтобы применить метод сравнения по ЧПС, пользователь должен иметь четкое представление о сопутствующих расходах по каждой системе. Для метода сравнения по ЧПС критичными являются реалистичный межремонтный период оборудования и восстановительная стоимость. Здесь требуется, чтобы пользователь внимательно оценивал каждую систему для своей конкретной скважины и осознавал плюсы и минусы всех систем и дополнительного оборудования (т.е. дополнительные затраты), которые могут потребоваться. Поскольку в анализ ЧПС входят энергозатраты, то перед началом такого анализа необходимо наметить оптимальный план по каждому вероятному способу. Эти факторы заставляют пользователя учитывать и рассматривать все описанные выше методы выбора для сбора необходимой информации для анализа ЧПС.

По каждому n-ному году добычи ЧПС определяется по формуле:

$$\{((\text{Доход от нефти и газа}) - (\text{Затраты, Электроэнергия, КРС и т.д.})) / (1 - \text{Дисконтная ставка})\}^n$$

Выводы

Выбор можно сделать, просто посмотрев на результаты соседних месторождений и (или) с помощью таблиц плюсов – минусов. Однако чтобы сравнить рассматриваемые способы добычи, в некоторых случаях проводился полный экономический анализ срока эксплуатации месторождения.

Литература - References

1. Lea, J F, and H V Nickens, "Selection of Artificial Lift",

SPE 52157, presented at the 1999 SPE Operations Symposium, OK City, OK, March 28-31, 1999.

2. Rowlan, O. L., Lea, J F., and McCoy, J. N., "Overview of Beam Pump Operations",

SPE 110234, for presentation at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A., 11–14 November 2007

3. Lea, J. F., Rowlan, O. L., Lea, J F., and McCoy, J. N., "Measurement and Calculation of Key Events During the Plunger Lift Cycle",

SPE 110829, for presentation at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A., 11–14 November 2007

8-10
April

MCE Deepwater Development 2008

Africa in a Global Perspective 8-10 April, CNIT La Défense, Paris

Quest Offshore Resources, Inc.

www.MCEDD.com

Hosted by



TOTAL

MCE Deepwater Development 2008 Moves to Paris!

Total S.A. to Host MCE DD 8 - 10 April 2008

CNIT, the award-winning La Défense venue serves as our home for 2008. Many critical deepwater decisions are made in Paris and La Défense serves as the headquarters of both our Host as well as Diamond Sponsor, Technip. The technical theme "Africa in a Global Perspective" will drive attendees focused on Africa, as well as those looking to gain global knowledge from this massive deepwater market.

We look forward to seeing you in Paris 8-10 April 2008!

PRELIMINARY AGENDA

7 April - Exhibitor Setup & Registration

8 April - MCE Deepwater Development Technical Sessions & Exhibition Begin

- Keynote Presentation by Yves-Louis Darricarrère, President, Total E&P
- Icebreaker Reception (Exhibition Hall)

9 April -

- Technical Sessions/Exhibition Hall Open

• ***FEATURE: Shtokman Challenges; Shtokman Development AG***

- Total's Gala Evening Event

10 April -

- Technical Session - Development Cost Forum
- Exhibition Hall Open
- Champagne Closing & Awards in Exhibition Hall

Organized by



Quest Offshore

In Association with Industry Partner



Diamond Sponsors



subsea 7

Technip

Gold Sponsors

FloaTEC

Oceanhotels

Silver Sponsors

Aceryg



MARINE CONTRACTORS



Bronze Sponsors

bluewater

Eni Salpem



vetcogray



swift

Conference Technology Sponsor

