



Насосные системы с балансируемыми станками-качалками

J F Lea, PLTech LLC & Lynn Rowlan, Echometer Co

Beam Pumping Systems

J F Lea, PLTech LLC & Lynn Rowlan, Echometer Co

Общая информация

Насосные системы с балансируемыми станками-качалками являются наиболее старым и широко используемым способом механизированной добычи на нефтяных скважинах.

Во всем мире насчитывается около 2 миллионов нефтяных скважин, и почти для 1 миллиона из них применяется механизированный способ добычи. В более чем 750 000 скважинах с механизированной добычей применяется штанговые глубинные насосы (ШГН). В США станки-качалки работают почти на 350 000 скважинах. Около 80% нефтяных скважин в США являются малодебитными (менее 1 м³/сутки) и добыча из них осуществляется с помощью станков-качалок.

Преимущества, недостатки и характерные особенности ШГН

- Штанговые глубинные насосы обычно применяются в малодебитных скважинах. Они доказали свою эффективность. Обслуживающие их операторы обычно знакомы с этими довольно простыми механическими системами. Штанговые насосы более просты в эксплуатации, чем другие системы механизированной добычи, и их могут обслуживать даже операторы с небольшим опытом работы. ШГНы эффективно работают в широком диапазоне дебитов и глубин. ШГНы имеют высокую остаточную стоимость.
- Штанговые насосы следует применять для откачки средних объемов скважинной жидкости с небольших глубин и малых объемов с промежуточных глубин. Отбор жидкости может составлять 1000 баррелей в сутки с глубины примерно 7000 футов и 200 баррелей с глубины 14000 футов (может потребоваться

Introduction

Beam systems (**Figure 1**) are the oldest and most widely used type of artificial lift for oil wells.

There are about 2 million oil wells in the world and about 1 million wells utilize artificial lift. Over 750,000 of the lifted wells use sucker rod pumps. In the U.S. beam lift systems lift about 350,000 wells. About 80 percent of U.S. oil wells are stripper wells, making less than 10 bpd and these are primarily beam lifted

Beam Pump System Considerations and Advantages / Disadvantages

- Beam systems should be considered for lower volume stripper wells. They have proven to be cost effective. Operating personnel are usually familiar with these mechanically simple systems. Less experienced personnel also can often operate rod pumps more effectively than other types of AL. Beam systems can operate efficiently over a wide range of production rates and depths. Systems have a high salvage value.
- Beam systems should be considered for lifting moderate volumes from shallow depths and small volumes from intermediate depths. It is possible to lift up to 1,000 BPD from about 7,000 feet and 200 barrels from approximately 14,000 feet (special rods may be required and rates result depend on conditions present). Less rate might be lifted from 7,000 feet and few wells are lifted by Beam below 10,000 ft.
- Many parts of the Beam system are manufactured to meet existing standards, which have been established by the American Petroleum Institute (API). Manufacturers can supply compatible interconnecting parts. Also there are many components available that are not API certified, such

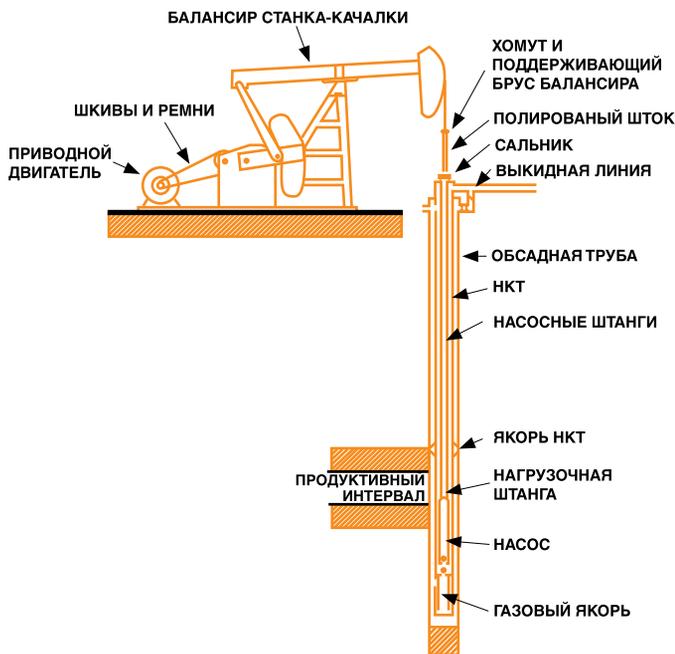


Рис. 1: Упрощенная схема системы ШГН

использование специальных штанг, а уровень отбора будет зависеть от существующих условий). С уровней ниже 7000 футов уровень отбора заметно снижается, и лишь в очень немногих скважинах отбор жидкости с помощью ШГН производится с глубины ниже 10000 футов.

- Многие компоненты системы ШГН изготавливаются в соответствии с существующими стандартами API (Американского института нефти). Производители обеспечивают поставку компонентов с совместимыми соединениями. Кроме того, на рынке имеется много компонентов, не имеющих сертификата API, например, для глубинных насосов большого или малого диаметров, не определенных стандартами API.
- Колонна штанг от устья до глубинного насоса подвержена циклическим нагрузкам. Уровень защиты штанг от коррозии и повреждения при подъеме или спуске должен быть выше, чем в других системах механизированной добычи (МД), поскольку коррозия вызывает концентрацию напряжения, приводящую к преждевременному выходу из строя. Производителями выпускаются специальные высокопрочные (ВП) и фиброгласовые (ФГ) штанги.
- ШГНы зачастую не могут применяться в наклонных скважинах (или скважинах с резкими искривлениями ствола), даже с использованием специальных защитных элементов и вращателями штанг и/или НКТ. ШГН в наклонных скважинах с ровным профилем ствола и отсутствием резких искривлений может достаточно эффективно работать даже при большом угле забоя (~30-40° до 80°). Некоторые системы штанговых насосов для работы в скважинах с большими углами наклона ствола используют неподвижные и роликовые защитные элементы штанг. Значительно меньшее количество этих защитных элементов используется с ШГН, работающими в скважинах с большим процентным содержанием нефти, ровным профилем и сравнительно малыми углами наклона. Применение НКТ с внутренним пластиковым покрытием позволяет значительно уменьшить износ насосных штанг и лифтовых труб.
- ШГНы имеют ограниченные возможности по отбору жидкостей с высоким содержанием песка, хотя существуют специальные фильтры и другие устройства для ограничения поступления песка. Некоторые конструкции штанговых насосов предусматривают отсеивание песка или работу в условиях перемещения песка

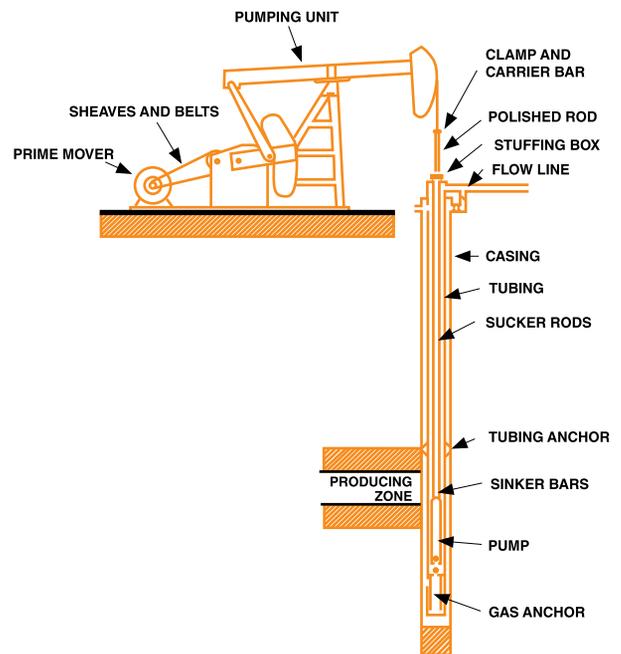


Figure 1: Simplistic Beam Pump System

as larger/smaller diameter downhole pumps (SRP's) extending beyond API sizes.

- The sucker rod string from the surface to the downhole pump is subjected to cyclic loads. Rods must be protected against corrosion and from damage from running/pulling more than any other AL system, since corrosion introduces stress concentrations that lead to early failures. Special high strength (HS) and fiberglass (FG) rods are available.
- Beam systems are often incompatible with deviated (doglegged) wells, even with rod protectors, and rod and/or tubing rotators. Deviated wells with smooth profiles and low dogleg severity may allow satisfactory performance, even if the angle at the bottom of the well is large (~30-40° and some up to 80°). Some high angle hole systems employ rod protectors and "roller-rod protectors" while other installations with high oil cuts, smooth profiles, and lower angles of deviation use only a few of these devices. Plastic lined tubing is effective in reducing rod/tubing wear.
- The ability of beam systems to produce sand laden fluids is limited, although there are special filters and sand exclusion devices. Some pumps are designed to either exclude the sand or operate as the sand travels through the barrel-plunger clearance. Special metallurgies are employed for fine sand wear.
- Paraffin and scale can interfere with the operation of Beam systems. Special wiper systems on the rods, and hot water/oil treatments are used to combat paraffin. Hard scales can cause early failures.
- Free gas entering the downhole pump reduces production and causes other problems. See www.Echometer.com for papers related to gas separation.
- One of the disadvantages of a beam pumping system is that the PR stuffing box (which is where the PR enter the well at the surface through a rubber packing element) can leak. Special pollution free stuffing boxes that collect any leakage are available. Good practice such as "don't over tighten," and "insure unit alignment," are also important.
- Production with the system attempting to produce more that the reservoir will produce leads to incomplete filling of the pump, "fluid pound", mechanical damage and low energy efficiency. Many systems are designed to produce 120-150% more than the reservoir will produce but when the well is pumped-down, a POC (pump-off controller) will

в пространстве между втулкой и плунжером насоса.

- Наличие парафиновых отложений и твердого осадка могут вызывать проблемы в работе ШГН. Для борьбы с парафиновыми отложениями применяются специальные скребки на насосных штангах, а также промывки горячей водой или нефтью. Твердые отложения на стенках НКТ могут привести к преждевременному выходу ШНГ из строя.
- Поступление свободного газа в глубинный насос приводит к снижению его производительности и вызывает другие проблемы. Способы сепарации газа описаны на сайте www.Echometer.com.
- Один из недостатков ШГН заключается в том, что на сальнике насосной штанги, расположенном в месте входа штанги в скважину на устье через резиновый уплотнительный элемент, может быть протечка. Для предотвращения загрязнения в результате этих протечек могут применяться специальные сальники, в которых обеспечивается сбор таких протечек. Также необходимо строго соблюдать методики монтажа и обслуживания насосов, избегать перетяжки соединений и производить тщательную центровку насоса.
- Использование насосных систем, производительность которых превышает уровень поступления жидкости из пласта, приводит к неполному заполнению насоса, “ударам” плунжера насоса по жидкости, механическим повреждениям и низкому к.п.д. Многие модели ШГН имеют производительность на 120-150% выше, чем способен отдавать пласт. Однако когда из скважины отобран весь объем жидкости, контроллер отбора жидкости (КОЖ) отключает насос для того, чтобы жидкость могла снова собраться в затрубе между обсадной и лифтовой колоннами, после чего контроллер снова автоматически запустит насос.

По существу, ШГН является одним из основных способов отбора жидкости из скважин, который должен применяться, если насос можно сконфигурировать таким образом, чтобы избежать перегрузки приводного двигателя, коробки передач, всех элементов насоса, а также не допустить превышения предельной усталостной нагрузки насосных штанг.

■ ■ Контроль и управление

Обычно контрольный блок ШГН включает контроллер отбора жидкости (КОЖ), который контролирует один или несколько параметров насосной системы и отключает ее, когда один из параметров превышает предельный уровень, установленный оператором. Стандартные контролируемые параметры могут включать уровень нагрузки насосных штанг и положение, силу тока, изменение скорости вращения насосной установки, а также давление на выкидной линии. Различные нагрузки применяются для оценки уровней нагрузки на насос, коробку передач, двигатель и штанги. Количество ходов плунжера в минуту и длина хода плунжера (с диаметром насоса) характеризуют производительность насоса. Одной из стандартных функций контроллеров отбора является определение неполного заполнения насоса и отключение в этом случае насоса на установленный период времени. После окончания установленного периода ожидания контроллер снова включает насос. Повторяющийся цикл включения и выключения насоса позволяет уменьшить общее время эксплуатации и эксплуатационные расходы без снижения уровня отбираемых объемов.

Анализ собранных данных и управление насосной установкой производится с помощью контроллера (А) (см. рис. ниже), а результаты могут пересылаться в операторную. Нагрузка в верхней точке колонны насосных штанг измеряется с помощью тензодатчика (В), расположенного между несущим брусом балансира и хомутом насосной штанги. Положение штанги во время ее перемещения измеряется каким-либо указателем положения (D). Положение может также измеряться одноточечным датчиком при прохождении

stop pumping to allow fluid entry into the casing-tubing annulus before automatically restarting.

In general, sucker-rod pumping is a premier lift method that should be used if the system can be designed without overloading the prime mover, gearbox (GB), unit structure, and the calculated fatigue loading limits of the rods.

■ ■ Surveillance and Automation

Typically beam pump surveillance consists of a pump off controller (POC) monitoring one or more parameters of the Beam system and shutting down the pumping unit when one of the parameters exceeds a limit set by the operator. Common parameters monitored to detect pump off can include PR load and position, electrical current, pumping unit change in RPM and flow line pressures. Loads are used to evaluate loads on the unit, gearbox, motor, and rods. SPM and stroke length (with pump diameter) relate to production capacity. One common use of pump off controllers is to detect incomplete pump fill and then turn the pumping system off for a set downtime. The pump off controller restarts the unit after a set downtime. This on/off cycle is repeated and reduces both operating time and operating expense without the loss of oil production.

The collected data is analyzed and the unit is controlled using the controller (A) in the below figure and the results can be transmitted. The load at the top of the top rod is measured by a load cell (B) between the carrier bar and the PR clamp. The Position in the stroke is measured by some sort of position indicator shown as (D) below. Position can also be checked by a one point pickup as the cranks pass a sensor during the pumping cycle. Shown below is (E) which is older style strain gage as done more exactly by (B).

- A - Rod Pump Controller
- B - Polished Rod (PR) Load Cell
- C - Position Sensor Switch, for Pump-Off Control
- D - Optional Continuous Position Transducer for Downhole Analysis
- E - Optional Beam-Mounted Strain Gauge

- A - Контроллер отбора жидкости
- B - Тензодатчик полированного штока насоса
- C - Выключатель указателя положения для КОЖ
- D - Датчик непрерывного измерения положения для оперативного анализа (вариант комплектации)
- E - Тензодатчик, смонтированный на несущем брус балансира

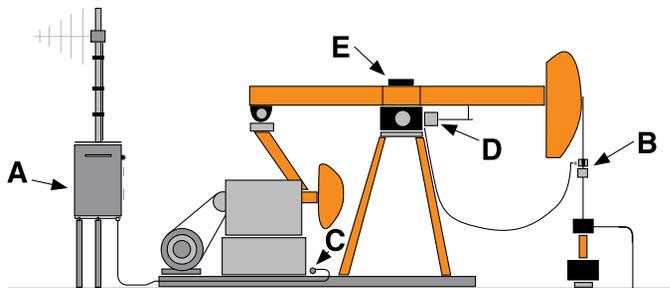


Рис. 2: Установка ШГН с приборами КИП (публикуется с разрешения Wetherford, EP Systems)

Figure 2: Instrumented Beam Pump System (Courtesy Weatherford, EP Systems)

One technique is to monitor the load/position plot (surface dynamometer) as shown below and as the SRP becomes less filled (pumped off) and when an input set point passed, the controller stops the unit to allow fluid to rise in the annulus before pumping again.

Some controllers operate using calculated downhole conditions. (see on next page)

The below figure shows (3) sequences of top and bottom dynamometer cards as the pump is full, about 20% incomplete fillage is occurring in the

FRAC SCHOOL

<http://FracSchool.org>

We are pleased to announce our 2006 - 2007 Frac School Program. This state-of-the-art, week-long course on hydraulic fracturing is best known for providing an excellent balance between theory and practical experience. Frac School is recognized as one of the oil & gas industry's premier short courses. The school is taught by Texas A&M University faculty (Dr. John Lee, Dr. Peter Valkó, Dr. Jerry Jensen and Dr. Stuart Scott) and John Ely (Ely & Associates).



Dr. Stuart L. Scott
Associate Professor



Dr. John Lee
Professor



Dr. Jerry Jensen
Associate Professor



Dr. Peter Valko
Associate Professor



John Ely
Ely & Associates, Inc.

Please visit:

FracSchool.org

Some topics covered include:

- The latest in Hydraulic Fracturing Techniques
- Basics of Water Fracturing and Stimulation of Unconventional Reservoirs
- Fundamentals in Rock Mechanics and Fracture Design
- Methods of Identifying Fracturing Candidates
- Predicting After-Frac Well Performance
- Selection of Fracturing Fluids, Proppants, Breakers and Additives
- Quality Control Testing of Fluid Systems

Upcoming School Locations:

US:

- College Station, Texas
- Steamboat, Colorado
- Boulder, Colorado
- Santa Barbara, California

International:

- Banff, Canada
- Dubai, UAE
- Amsterdam, Holland
- Moscow, Russia



мимо него кривошипа во время цикла отбора жидкости. На приведенном ниже рисунке показан также тензодатчик (Е), однако тензодатчик (В) обеспечивает более точные показания.

из методик предусматривает контроль диаграммы нагрузки и положения (динамометр на устье) как показано ниже, и по мере того как заполнение насоса уменьшается (снижение уровня отбора), когда достигается заранее установленный уровень, контроллер выключает насосную установку чтобы дать возможность уровню жидкости в затрубе увеличиться, прежде чем насос будет снова включен.



Некоторые контроллеры работают, используя расчетные условия на забое.

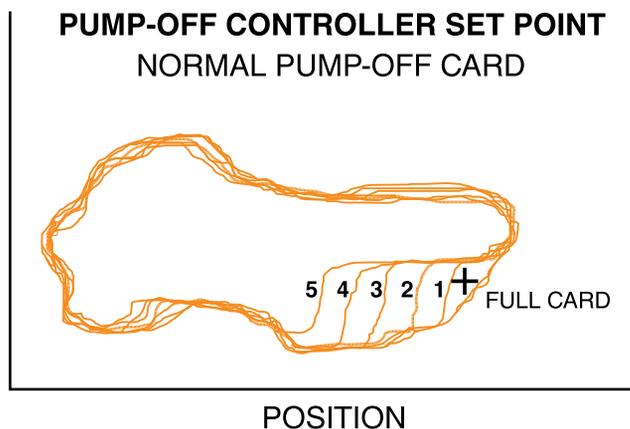
На приведенном ниже рисунке показаны последовательности (3) верхней и нижней динамограмм для полностью заполненного насоса. Через 30 сек. наблюдается неполное заполнение насоса (примерно на 80%), а через 1 мин. – примерно на 50% по мере того, как в результате работы насоса опускается уровень жидкости на приеме и вместе с жидкостью в насос поступает газ. Контроллер КОЖ может остановить работу насоса при неполном заполнении с недобором примерно 15-25% и перевести насос в режим ожидания до тех пор, пока уровень жидкости не поднимется на достаточную отметку.

При высоком содержании песка в жидкости, очень низкой температуре или отсутствии электропитания ШГН обычно должен работать без остановок.

Скорость отбора жидкости и длина хода плунжера

Для конкретного уровня дебита и определенных условий в скважине существует много комбинаций длины хода плунжера, числа ходов в минуту, диаметра плунжера, глубины установки насоса и конструкции колонны насосных штанг. Не допуская перегрузки элементов ШГН, проектировщик может выбрать различные сочетания этих параметров, которые дадут одинаковую производительность насоса. Ожидаемый объем притока жидкости при низком забойном давлении используется для определения производительности насоса. Стандартной методикой является подбор оборудования для получения дебитов от 90% до 150% от максимально возможного уровня добычи из скважины. С этими возможными сочетаниями проектировщик систем ШГН часто может определить наиболее оптимальную конфигурацию для конкретного месторождения. Выбранная в результате конфигурация обеспечивает снижение эксплуатационных расходов, максимальную прибыль для конкретного набора условий на данном месторождении. Однако, конфигурации ШГН и методики его эксплуатации, применяемые на одном месторождении, могут оказаться далеки от оптимальных для другого месторождения.

Разные операторы применяют различные конфигурации ШГН при одинаковой производительности насосов. Высокая производительность насоса поддерживается в том случае,



pump at 30 seconds and finally about 50% incomplete fillage is occurring in the pump at one minute, as the pump lowers the fluid level to the pump intake and gas enters the pump with liquids. A POC system might stop the unit from pumping, at about 15- 25% incomplete fillage and allow the unit to wait until fluids build over the pump before starting again.

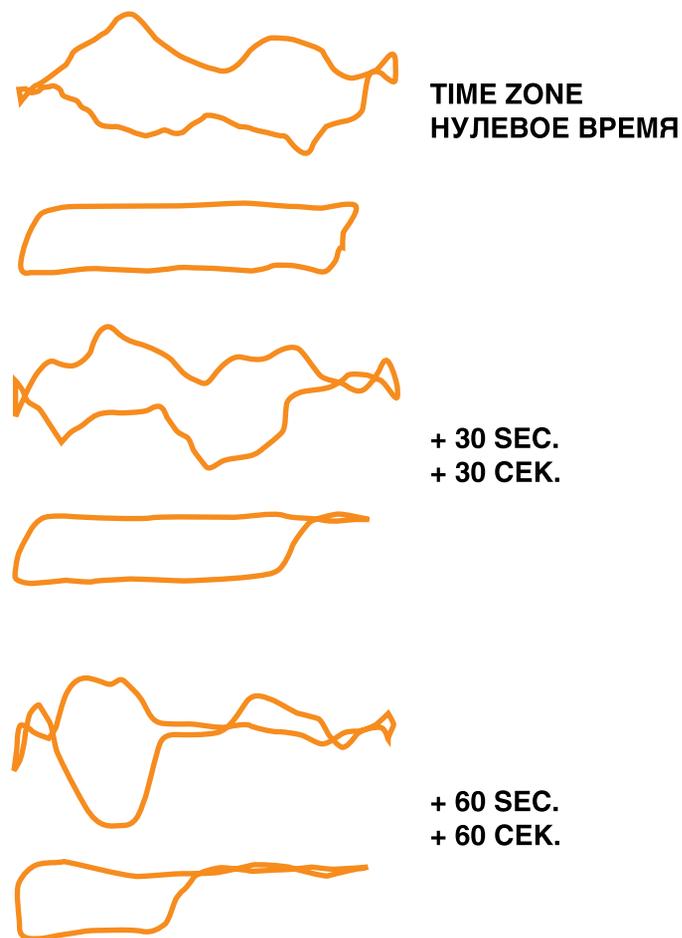


Рис. 3: Динамограммы на устье и на забое для полного заполнения и заполнения насоса примерно на 80% и 50%. Контроллер выключит насос и остановит скважину при уровне заполнения насоса примерно 85% или содержании газа – 15%.

Figure 3: Surface and Bottom Hole Dynamometer Cards from Full, to about 80% pump fillage to about 50% pump fillage. A POC would shut the well in at about 85% fillage or 15% gas fill.

The production of sand, extremely cold temperature or lack of electric power usually means the Beam system must operate 100% of the time.

когда заполнение насоса жидкостью происходит при каждом ходе плунжера. Контроллер применяется в тех случаях, когда производительность насоса превышает объем притока жидкости из скважины, и отбор из скважины не ведется непрерывно. В первоначальной конфигурации диаметр плунжера часто используется для увеличения производительности насоса, чтобы обеспечить полный отбор жидкости из скважины и применить КОЖ. Однако если личные предпочтения или условия в скважине не допускают периодической остановки насоса, применение конфигурации с насосом со 150% производительностью от максимального притока жидкости при использовании насоса большого диаметра является нежелательным. При принятии решения о непрерывной эксплуатации насоса важно помнить о необходимости обеспечения отбора жидкости из скважины хорошо заполняемым насосом.

Оптимальная конфигурация ШГН обеспечивает минимальный межремонтный период – 3 года, при наличии соответствующих условий. При износе штанги и НКТ и отсутствии запасных деталей для штанги, увеличение длины и замедление хода плунжера, а также уменьшение его диаметра будет способствовать снижению перегрузок колонны насосных штанг и ее спирального изгиба и увеличению срока безаварийной эксплуатации. При возникновении проблемы чрезмерных нагрузок на наземное оборудование ШГН, использование более короткого хода поршня и увеличение его диаметра, а также увеличение скорости его движения обеспечит снижение вероятности отказа наземного оборудования. Часто выход из строя насосных штанг вызван факторами, не связанными с выбранными конструктивными параметрами, и прежде чем вносить изменения в конфигурацию необходимо откорректировать эти факторы. Когда насос не заполняется жидкостью из-за попадания газа, необходимо принять меры для предотвращения поступления газа в насос. Простое увеличение коэффициента

■ Pumping Speed and Stroke Length Considerations

For a particular production rate and set of well conditions there are many combinations of stroke lengths, strokes per minute, plunger diameter, pump setting depth and rod string designs. Without overloading components the designer can select different combinations of these parameters that result in the exact same pump displacement. The expected liquid inflow at low producing bottom hole pressure is used to determine the pump displacement. Common practice is to size equipment to produce within a range of 90% to 150% of the maximum rate possible from the well. With these combinations possible the sucker rod system designer often defines a best design practice for his field. His design results in the lowest operating cost / highest operating profit for this particular set of field conditions. But the practice for one field may not be optimum in another field.

Different operators design very different sucker rod configurations for the same SRP displacement. High pumping efficiency is maintained when the pump is filled with fluid on each pump stroke. Use of a POC requires that pump displacement exceed inflow from the well and that the well not operate 100% of the time for each day. In the initial design larger plunger diameters are frequently used to increase pump displacement in order to pump the well off and utilize the POC's. But if personal preference or well conditions prevent the on and off pumping cycle, then designing for 150% of the maximum well inflow from the well using a large diameter pump would be a bad practice. Pumping with a pump filled with fluid is still important when the decision is made to operate 100% of the time

The best design should result in a system run life to exceed 3 years between failures if conditions permit. When rod/tubing wear and rod parts are a problem, then a longer and slower stroke per minute with a smaller plunger size may reduce rod overloading and rod buckling problems and increase run life. When surface equipment overloading is a problem, then shorter stroke lengths and larger plunger sizes with increased pumping

kentintrol™

Обладая более чем 35-летним опытом высококачественного проектирования и производства, компания Kent Introl поставляет широкий диапазон регулирующей арматуры и сопутствующих технических решений.

В наших разработках учитывается динамика флюидов и жесткие условия эксплуатации, что позволяет нам учитывать требования заказчиков при изготовлении запорной и регулирующей арматуры, включая специальные покрытия из самых необычных материалов для регулирующих и дроссельных клапанов и штуцеров.

Продукция Kent Introl работает в различных регионах мира, на УКПН, УКПГ, нефте- и газоперерабатывающих предприятиях в самых сложных условиях. Они применяются в нефтегазовой, энергетической и нефтехимической отраслях.

Koso Kent Introl Limited

Armytage Road, Brighouse, West Yorkshire. HD6 1QF
Telephone: +44 (0)1484 710311, Fax: +44 (0)1484 407407



KOSO

www.kentintrol.com

Email: control.valves@kentintrol.com

сжимаемости за счет увеличения длины хода плунжера является недостаточным для предотвращения отказов. Для предотвращения отказов внутрискважинного оборудования, вызванных коррозией или налипанием посторонних частиц, необходимо проведение соответствующей химической обработки, и изменение параметров режима работы насоса в данном случае не поможет.

■ Проблема спирального изгиба колонны штанг

Спиральный изгиб колонны насосных штанг может быть усугублен динамическими эффектами в колонне, трением плунжера о цилиндр насоса при движении плунжера вниз, прохождении жидкости через подвижный клапан при движении плунжера вниз, сужениями в НКТ, а также в некоторых случаях ударами плунжера насоса по жидкости. На спиральный изгиб не влияет плавучесть и давление внутри скважины, оно вызывается только воздействием внешних сил.

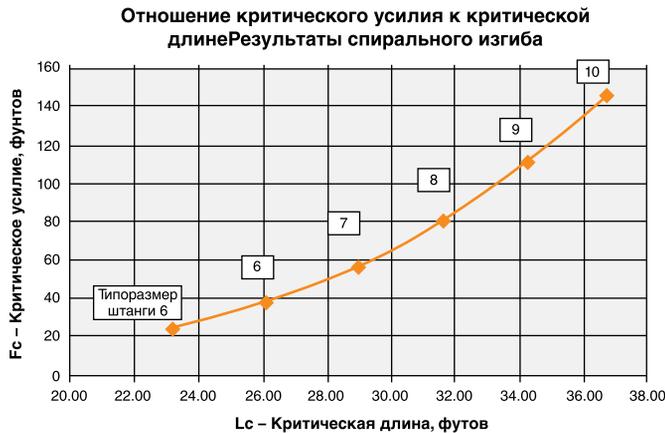


Рис. 4: Локальные силы, вызывающие спиральный изгиб колонны насосных штанг различного диаметра.

Для насосных штанг стандартных диаметров вызывающее спиральный изгиб усилие не превышает 100 фунт-сила, и, таким образом, сила, вызывающая спиральный изгиб и контакт штанг со стенкой НКТ при движении плунжера вниз, является небольшой. Спиральный изгиб колонны насосных штанг приводит к их износу. Если действующая сила превышает уровень, при котором происходит спиральный изгиб, износ штанг и НКТ ускоряется.

На практике используется установка 70-100 м ударных штанг над насосом, где могут происходить трение плунжера и цилиндра и удары плунжера по жидкости, приводящие к износу штанг и НКТ. При менее интенсивном износе могут применяться стабилизаторы насосных штанг вместо ударных штанг.

■ Конструкция: Приводной двигатель, насос и колонна насосных штанг

Для выбора конфигурации насоса, переводника для штанг разного диаметра и габаритов насоса, устанавливаемого в новой скважине, применяются специальные программы. Программы позволяют быстро определить, какая скорость и длина хода плунжера необходимы для достижения заданного уровня отбора без перегрузки насосных штанг, балансира и редуктора. Кроме того, программы прогнозирования могут использоваться для анализа работы уже эксплуатируемых насосов и проверки соответствия измеренных нагрузок спрогнозированным уровням. Расчетная нагрузка жидкости (F_o), прикладываемая к штангам насосом, а также вес штанг в жидкости (W_{rf}) должны довольно близко (в пределах 1-3%) соответствовать значениям, полученным в результате измерений в скважине. Если измеренные и расчетные значения F_o и W_{rf} не близки, значения всех других прогнозируемых параметров, скорее всего, тоже являются ошибочными. Когда эти два значения совпадают, другие эффекты, включая скольжение ротора электродвигателя, инерция жидкости и частичное заполнение могут оказаться важными для получения хорошего

speed will reduce GB failures and torque overloads. Frequently sucker rod failures are caused by factors other than the selection of design parameters and these factors must be corrected before making changes to the design. When the pump is not filled with fluid due to gas interference then actions are required to prevent gas from entering the pump. Just higher compression ratio due to increasing the stroke length is not enough to prevent failures. Downhole equipment failures due to corrosion or foreign material sticking the pump requires proper chemical treatment to prevent these type of failures, and changing the operational design parameters will not help.

■ Rod Buckling Considerations

Rod buckling can be aggravated by dynamic effects in the rod string, friction between the plunger and the barrel on the down stroke, flow through the TV on the downstroke, by tight spots in the tubing, and by fluid pound in some cases. Rod buckling is not influenced by buoyancy and pressure at depth but instead only by external forces.

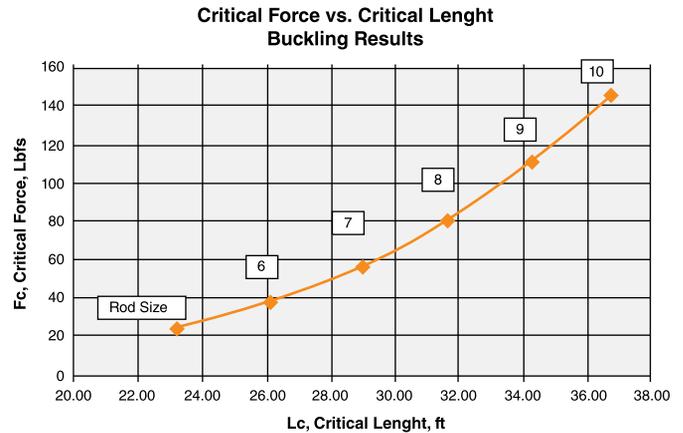


Figure 4: Local forces needed to buckle sucker rods of various sizes.

For most commonly used rod sizes, the force to buckle is less than 100 lbf so the force needed to buckle the rods to contact the tubing on the downstroke is small and once buckled more wear occurs. A force in excess of the buckling force will accelerate rod/tubing wear.

Common practice is to put 200-300 ft of larger diameter sinker bars above the pump where plunger/barrel resistance and fluid pound can occur causing rod/tubing wear. For less severe wear, rod guides may be used in place of sinker bars.

■ Design: Motor, Pumping Unit, and Rod String

Programs are used to select a pumping unit, design the rod string taper, and a size the pump for new wells. One can easily evaluate which pumping speed and stroke will yield the desired production without overloading the rods, beam, and GB. Another use of predictive programs is to check an existing pumping system, to verify that the measured loads match predicted loads. The calculated fluid load, F_o, applied to the rods by the pump and the weight of the rods in fluid, W_{rf}, should match very closely (within 1-3%) to the values measured at the well. If F_o and W_{rf} measured and calculated do not match closely, then any of the other predicted parameters are likely to be in error. Once these two values match, then other effects such as of motor slip, fluid inertia, and partial fillage can be important in getting a good match between the predicted and measured conditions. Production rate and pump intake pressure are related by the inflow relation ship of the well and accurate modeling of rod loading depend on the fluid load which depend on the pump intake pressure determined from the desired production rate is based. Motor performance curves may be needed to be used to determine the actual speed of the system if the motor is heavily loaded and large speed variations occur during a stroke. The motor/pumping unit slows down as the torque increase and speeds up when the net gear box torque decreases, thereby affecting rod load and positioning of the peak loading. Peak load, pump and PR horsepower and pump stroke should be predicted within 2%

совпадения расчетных и измеренных параметров. Уровень добычи и давление на приеме насоса связаны с притоком жидкости в скважину, и тщательное моделирование нагрузки штанг зависит от жидкостной нагрузки, которая в свою очередь зависит от давления на приеме насоса, определяемом требуемым уровнем дебита. Возможно, потребуется использовать кривые характеристики двигателя для определения фактической скорости работы насосной системы, при высоких нагрузках двигателя и значительных изменениях скорости работы насоса во время движения плунжера. Скорость работы двигателя и насоса замедляется при росте эффективного момента, и увеличивается при снижении момента на редукторе, влияя, таким образом, на нагрузку штанг и расположение пиковой нагрузки. Прогнозируемые параметры, включая пиковую нагрузку, мощность насоса и насосных штанг, а также длину хода плунжера должны быть в пределах 2% от измеренных значений. QRod является специализированной широко применяющейся программой для проектирования установок ШГН и прогнозирования параметров их работы. Программа доступна для бесплатного скачивания: www.echometer.com/software/qrod/index.html. Величины прогнозируемых параметров сравниваются со значениями, полученными в результате измерений. Существуют также другие подобные программы: Rodstar от компании Theta Enterprises, Srod – разработка Lufkin Automation и AccuPump, см. PLTechLLC.com

■ Анализ: Динамограммы

Измерение на устье значений нагрузки и положения для скважин с ШГН с помощью динамометрического датчика проводится на нефтепромыслах уже более 50 лет. Получаемые в результате измерений динамограммы не всегда позволяют оператору выполнить полную диагностику системы ШГН. Опыт анализа по конкретному месторождению способствует выявлению определенных проблем в скважине по формам динамограмм. Существующие конструкции динамометров в сочетании с компьютерными технологиями позволяют выполнять очень точные измерения нагрузки и положения с помощью датчика на устье, и прогнозировать уровни нагрузки в различных точках колонны насосных штанг и насоса. В 1960-х было выполнено математическое моделирование (S. Gibbs) с использованием волнового уравнения, начиная с результатов измерений нагрузки и положения датчиком на устье до “волнового спуска” – прогноза внутрискважинной динамограммы насоса.

Поверхностная динамограмма представляет собой диаграммную кривую отношения измеренных значений нагрузки на колонну штанг к положениям при ходе поршня. Поверхностные динамограммы имеют важное значение для диагностики нагрузки штанг, запаса прочности конструкции и моментных нагрузок на редуктор и приводной двигатель. В неглубоких скважинах форма динамограммы обычно позволяет диагностировать эффективность работы насоса. В большинстве других скважин сложная динамика работы системы ШГН снижает эффективность диагностирования проблем с внутрискважинными компонентами насоса при использовании только лишь поверхностных динамограмм. Динамограмма насоса является кривой прогнозируемых нагрузок в различных положениях при ходе плунжера. Она показывает нагрузку, которая прикладывается узлом плунжера насоса к нижнему концу колонны насосных штанг. Расчетная динамограмма ШГН показывает эффективность работы насоса и позволяет анализировать проблемы, возникающие с внутрискважинным насосным оборудованием.

На вышеприведенном рисунке показана динамограмма насоса, заполненного жидкостью с небольшим содержанием газа. Насос работает нормально и НКТ надежно закреплено. Максимальная длина хода плунжера (МРТ) – является расстоянием по горизонтали от А-С. МРТ – максимальная длина перемещения плунжера относительно цилиндра насоса во время одного полного хода. Жидкостная загрузка – это высота вертикальной линии, обозначенной F_o и (F_o от уровня жидкости) представляет усилие, созданное разницей между давлением в НКТ и давлением на приеме, действующее в зоне уплотнения плунжера насоса на

of measured data QRod is a very widely used program for the design and prediction of Sucker Rod Beam Pumping Installations and can be downloaded free of charge from the web at <http://www.echometer.com/software/qrod/index.html>. Predictions compare well with field measurements. Alternatives include Rodstar from Theta Enterprises, Srod from Lufkin Automation and AccuPump, see PLTechLLC.com.

■ Analysis: Dynamometer Cards

Acquiring surface load and position data on sucker rod lifted wells using a dynamometer transducer has been performed in the oil field for more than 50 years. Measured surface dynamometer cards may not allow the operator to make complete diagnostics of the beam system. Experience in a particular field helps to associate surface dynamometer card shapes to certain downhole problems. Current dynamometer and computer technology result in very accurate measurement of load and position at the surface and prediction of loads along the rod string and down to the pump. During the 1960s the rod string was mathematically modeled (S. Gibbs) using the wave equation, starting with measured surface loads and position to “wave down” predicting a downhole dynamometer pump card.

The surface dynamometer card is the plot of measured PR load vs. positions throughout a stroke. Surface dynamometer cards are valuable for diagnosing rod loading, structural loading, and torque loads on the GB and prime mover. In shallow wells, the shape of the card is usually effective in diagnosing pump performance. In most other wells, the complex dynamics of the Beam system reduces the effectiveness of diagnosing downhole problems from only the surface dynamometer card. The pump dynamometer card is a plot of the predicted load at positions of pump stroke and shows the load the TV/pump plunger assembly applies to the bottom of the rod string. Identifying how the pump is performing and analyzing downhole problems are the primary uses of the calculated SRP dynamometer plot.

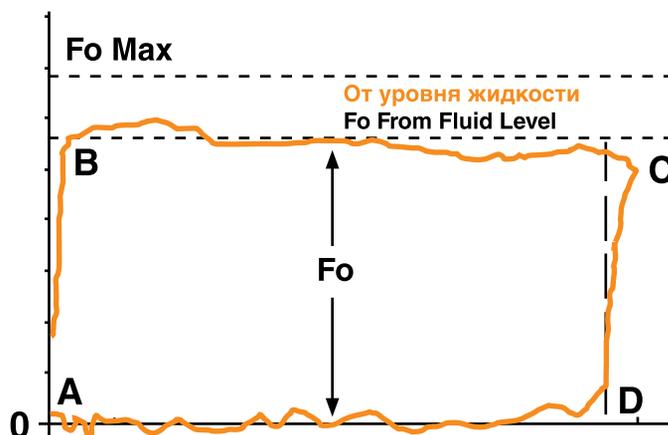


Рис. 5: Расчетная динамограмма ШГН
Figure 5: A calculated SRP card

The above pump card shape is for the pump filled with liquid with little gas present in the pump. The pump is functioning properly and the tubing appears to be anchored. The maximum plunger travel, MPT, is the horizontal distance from A-C. MPT is the maximum length of the plunger movement with respect to the pump barrel during one complete stroke. The fluid load is the height of the vertical line labeled F_o and (F_o From the Fluid Level) represents a force caused by the difference in tubing pressure minus intake pressure acting across the pump plunger seal at the traveling valve (TV). F_o Max represents the load on the plunger for the plunger to lift the liquid to the surface, assuming zero pump intake pressure. The fluid load acts across the traveling valve on the upstroke and the tubing discharge pressure is transferred to the standing valve (SV) on the down stroke. The magnitude of the fluid load is equal to the pump discharge pressure minus the pump intake pressure multiplied by the plunger area. From points B to C the rods carry the fluid load, when the TV is closed. From points D to A the tubing carries the fluid load, when the TV is closed. The distance from A-D is the effective plunger travel, EPT, and EPT is the

подвижном клапане (TV). Fo Max представляет нагрузку на плунжер при подъеме плунжером жидкости на устье (для нулевого давления на приеме насоса). Жидкостная нагрузка действует на подвижном клапане при движении плунжера вверх, а давление подачи в НКТ передается на всасывающий клапан насоса (SV) при движении плунжера вниз. Величина жидкостной нагрузки равна давлению на подаче ШГН минус давление на приеме насоса умноженному на площадь сечения плунжера. При закрытом подвижном клапане штанги перемещают жидкость от точки В к точке С. При закрытом подвижном клапане штанги перемещают жидкость от точки В к точке С. Расстояние А-Д является эффективным рабочим ходом плунжера (ЕРТ), т.е. расстоянием перемещения плунжера при действии на всасывающий клапан полной жидкостной нагрузки.

Ниже приводится описание последовательных этапов работы насоса. При начале движения плунжера вверх (точка А) подвижный и всасывающий клапаны закрыты. От А до В жидкостная нагрузка держится НКТ до А и штанги растягиваются для создания Fo в точке В. Всасывающий клапан открывается в точке В, когда давление в насосе падает ниже уровня давления на приеме. От В до С Fo создается колонной штанг, в то время как скважинная жидкость поступает в насос. В точке С, всасывающий клапан закрывается, а подвижный клапан остается закрытым до того, пока давление внутри насоса не превысит давление на подаче насоса в D. От С до D газ и жидкость в насосе сжимаются, и плунжер перемещается вниз. От D до А при движении плунжера вниз жидкость выходит из насоса через подвижный клапан в НКТ, а закрытый всасывающий клапан удерживает жидкость в НКТ.

Диагностика и выявление проблем может проводиться с использованием динамограмм насоса. Возможные проблемы могут включать от неполного заполнения насоса из-за чрезмерного отбора из скважины или из-за попадания газа в насос в результате плохой сепарации газа на приеме. Снижение нагрузки, вызванное протечкой на подвижном клапане, или ее увеличение из-за протечки на всасывающем клапане могут быть выявлены искривленной формой динамограммы насоса, когда насос должен быть закрыт для принятия нагрузки. Диагностические динамограммы ШГН представлены на: www.echometer.com/support/technotes/pumpcards.htm

■ ■ Примеры простых и эффективных методик

Уровень отбора жидкости, необходимый для использования контроллера КОЖ:

Уровень отбора = $\frac{\text{Необх. уровень отбора} \times 24 \text{ часа/сутки}}{.80 \text{ VE} \times 20 \text{ часов/сутки}}$ (с КОЖ)

Пример: Уровень отбора может составлять 300 баррелей жидкости в сутки (БЖС)

Уровень отбора = $\frac{300 \text{ БЖС} \times 24 \text{ часа/сутки}}{.80 \text{ VE} \times 20 \text{ часов/сутки}} = 450 \text{ БЖС}$

При расчете уровня отбора для использования КОЖ, необходимо умножать текущий дебит скважины на 1,5. Если КОЖ не будет использоваться, расчетный уровень отбора должен соответствовать текущему дебиту скважины или быть чуть ниже при наличии газа. Эти рекомендации по применению контроллера могут меняться, или в некоторых случаях контроллеры отбора жидкости могут не применяться.

Методика использования программы прогнозирования при выборе конфигурации ШГН

1. Не использовать дополнительную нагрузку на насос
2. Использовать стандартные амортизирующие факторы
3. Для умеренно-максимальной нагрузки на насосы следует использовать низкий уровень отбора примерно 50'
4. 100 % Необходимо обеспечить 100% нагрузку на насос.

length of the plunger travel when the full fluid load is acting on the SV.

The successive steps in the pump operation are:

At the start of the upstroke (point A), the TV and SV are both closed.

From A to B, the fluid load is carried by the tubing prior to A and the rods stretch to pick up Fo at B. The SV opens at B, when the pressure in the pump drops below the intake pressure. From point B to C, Fo is carried by the rods as well fluids flow into the pump. At C, the SV closes and the TV remains closed until the pressure inside the pump is greater than the pump discharge pressure at D. From C to D, gas and liquid in the pump are compressed as the plunger moves down; From D to A on the down stroke, the fluid in the pump is displaced through the TV into the tubing and the closed SV holds the fluid in the tubing.

Problems may be diagnosed through use of the pump card. These problems vary from incomplete pump fillage due to over pumping the well or incomplete pump fillage caused by gas being swept into the pump due to poor gas separation at the pump intake. Both the loss in load caused by a leaking travel or the gain in load caused by a leaking SV are identified by the curved shape of the pump card when the valve should be closed carrying the load. See diagnostic pump cards at www.echometer.com/support/technotes/pumpcards.html

■ ■ Some Simple Best Practices

Design Rate in order to use POC:

Design Rate = $\frac{\text{Desired Rate} \times 24 \text{ hr/day}}{.80 \text{ VE} \times 20 \text{ hr/day}}$ (Using POC)

Example: Well can make 300 bfpd

Design Rate = $\frac{300 \text{ bfpd} \times 24 \text{ hr/day}}{.80 \text{ VE} \times 20 \text{ hr/day}} = 450 \text{ bfpd}$

If you design for POC, design for about 1.5 times what the well makes. If no POC, design for what well will make or slightly less if gassy. These recommendations for POC design may be altered or under some conditions POC may not be used.

Guidelines for Design Using Predictive Program:

1. Design with no additional load on pump
2. Use default dampening factors
3. A low pumped off level of about 50' should be used for a conservative maximum load on the pump.
4. 100 % pump load should be input..
5. Use motor option for speed variation and use defaults for inertial values, etc.

Rod String Guidelines:

1. Use Grade D rods with T couplings or Spray Metal couplings if wear and economics dictate. Grade "C" rods can be used in sinker bars larger than 1" in diameter.
2. HS rods should only be used when absolutely necessary. EL HS rods do not have HS pins. Use HS couplings with HS rods. Be cautious of slim hole couplings with HS rods. Be cautious of HS rods when H2S is present.
3. All rods should be designed with loadings using your field established service factor. Do not change from D rod to HS rods until rod loading on D rods exceed 100% when using a 1.0 service factor.
4. Molded rod guides should be placed on any rods below the anchor or run weight bars. NOT DO NOT RUN ROD GUIDES ON WEIGHT BARS!!
5. Use steel as opposed to FG unless economical to do otherwise.
6. Use lighter % loading with FG (~ 80%) using lowest temperature rating. This usually shown in predictive program input/output. FG is used for deep wells when rod loading is a problem. It is used with some FG rods for perhaps 50-70% of the top of the string and steel rods for the bottom of the string to keep the glass out of compression.
7. With FG, shear tools should be run on all wells that have shown any tendency to stick pumps.

5. Скорость работы насоса следует варьировать с помощью управления двигателем. Необходимо также использовать заданные установки для инерциальных значений и т.п.

Методики подбора колонны насосных штанг:

1. Использовать штанги из стали марки D с соединениями марки T или соединениями с напыленным сплавом, при опасности износа или необходимости экономии средств. В качестве нагрузочных штанг могут использоваться штанги марки "С" диаметром более 1 дюйма.
2. Применять нагрузочные штанги только в случае самой крайней необходимости. Штанги EL HS не имеют соединений HS. Используйте соединения HS со штангами HS. При использовании штанг HS и соединений для скважин малого диаметра необходимо соблюдать осторожность. С осторожностью использовать штанги HS в условиях наличия H2S.
3. Уровень нагрузки для всех штанг следует выбирать с учетом расчетного коэффициента, зависящего от условий эксплуатации. Не переходить со штанг D на штанги HS, пока уровень нагрузки на штанги D не превысит 100% при использовании эксплуатационного коэффициента 1.0.
4. Необходимо устанавливать литые стабилизаторы насосных штанг под якорем на любые штанги или применять грузовые штанги. **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ НА ГРУЗОВЫХ ШТАНГАХ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!!**
5. Следует отдавать предпочтение использованию стальных, а не фиброгласовых (ФГ) штанг, за исключением случаев, когда применение последних диктуется экономическими соображениями.
6. Уменьшить нагрузку при использовании ФГ штанг примерно до 80% для низкотемпературных условий эксплуатации. Обычно уровень нагрузки отражается в выводимых прогнозными программами параметрах. ФГ штанги используются в глубоких скважинах, где существует большой уровень нагрузки. ФГ штанги устанавливаются в верхней части колонны насосных штанг (50-70%), а в нижней части - стальные штанги, чтобы не допустить сжимающей нагрузки на ФГ штанги.
7. При использовании ФГ штанг в скважинах, где возможен прихват насоса, необходимо устанавливать специальные срезающие устройства.

Оптимальная методика эксплуатации насосов:

1. Не допущение перегрузки насосов и штанг при использовании насосов большого диаметра будет способствовать более эффективной работе ШГН.
2. Необходимо использовать ШГН простых конструкций. Более сложные конструкции насосов являются более дорогими и чаще выходят из строя.
3. Использовать насосы с большой толщиной стенки. Насосы с тонкими стенками менее устойчивы к коррозии и давлению.
4. Во всех используемых ШГН подвижный клапан должен находиться на расстоянии 1 дюйм от всасывающего клапана, когда насос достигает проектной глубины установки по муфте в верхней части.
5. Утечки насоса должны составлять не более 2-5% от уровня отбора. В скважинах с высоким процентным содержанием воды утечки могут превышать указанный выше допустимый уровень. В глубоких скважинах можно использовать насосы с меньшими зазорами. Следует использовать новое уравнение для расчета протечек с расчетным внутрискважинным зазором.

Наиболее эффективные методики эксплуатации наземного оборудования ШГН:

1. Нагрузка на редуктор и конструкцию станка-качалки не должна превышать 100%.
2. Для подбора двигателя требуемой мощности следует использовать прогнозную программу для расчета параметров. Если рассчитанный программой уровень мощности составляет

Best Practice for Pumps:

1. Use of larger pumps without overloading the unit and rods will result in a more energy efficient installation.
2. Use a simple design. More complicated pumps fail more and cost more.
3. Use heavy wall pumps. Thin wall pumps have less corrosion and pressure resistance.
4. All pumps should be designed and built where the TV is within 1" of the SV when pump bottoms out on the clutch at the top.
5. Pump leakage should about 2-5% of production. High water cut wells should have more pump leakage. Deep wells can have pumps with smaller clearances. Use new leakage equation with calculated downhole clearances.

Beam Pump Unit Best Practices:

1. The GB and the unit structure load should be below 100%.
2. Use a predictive program to help size the motor. If program says a 32 HP is needed and the next bigger available size is 50 HP, then use it. In general you lose significant energy only when the motor size exceeds about 2X the correct size. Use only NEMA D motors.
3. Polish Rods: Spray metal polish rods without liners should be used in all CO2 flood beam lifted wells and corrosive wells. Water flood and primary wells can use either a liner on the polish rod or a spray metal polish rod.

Tubing Best Practice (with beam pumping):

1. Use J55 tubing on producing wells with depths no greater than 8500'. For deeper wells, calculations must be made. Use couplings of same grade as the tubing
2. Run the seating nipple as deep as possible.
3. Minimize the distance between the tubing anchor and the seating nipple. In open hole, the tubing anchor should be as close to the casing shoe as possible. In cased hole, the tubing anchor should be out of the perforated zones.
4. Justify why not to use a tubing anchor. Corroded casing, small diameter pumps, and shallow wells are reasons not to use tubing anchor.
5. Use API modified no lead thread sealant spread over complete thread area.
6. Tubing below the anchor should be inspected for excessive wear on each pull and replaced if worn.
7. Use thread protectors until tubing in derrick.
8. No wrench marks are acceptable on tubing anchors. Use only ISO 9000 replacement parts.
9. A non API seating nipple should be used only on 2 7/8's tubing strings. The API nipple can cause the pump to stick.

Gas Separation Best Practice:

1. The pump intake should be below the gas entry point to the well. If this is not possible, consider the new Echometer collar size gas separator instead of the poor boy separator.
2. A typical poor boy separator can only be used for low rates (~75-150 bpd). For 2 7/8's tubing, a 1 1/4" stinger and velocity between the gas and mud anchor of 1/2 ft/sec, the max fluid rate is 177 bfpd. If 30% is gas, the max fluid rate is only 124 bfpd.
3. An improperly sized gas separator is worse than no separator as it breaks out more gas and also becomes gas locked. See www.Echometer.com.

Beam Pumping Unit:

1. The unit should have the concrete base set on 5/8's river stock. Sand can wash out.
2. The unit must be aligned correctly so the polish rod pulls out straight each time
3. Each week the unit should be inspected for abnormal sounds, grease or oil leaks, or rust stains at metal joints.
4. On a six month interval, grease all bushings, inspect unit and GB oil

32 л.с., а минимальная мощность в этом диапазоне имеющегося в наличии двигателя составляет 50 л.с., необходимо использовать этот двигатель. Значительные потери электроэнергии будут только в том случае, если мощность используемого двигателя превышает требуемую мощность в 2 раза. Необходимо использовать только электродвигатели с классом безопасности NEMA D.

3. Полированные штоки: Необходимо использовать полированные штоки с металлическим напылением, без втулок на всех скважинах с ШГН с закачкой CO₂ или высоким уровнем коррозии. В скважинах на месторождениях с заводнением могут применяться втулки для полированных штоков или полированные штоки с металлическим напылением.

Методики эффективной эксплуатации НКТ при добыче с ШГН:

1. Необходимо использовать НКТ J55 в добывающих скважинах с глубиной не более 8500 футов. Для более глубоких скважин необходимо производить расчеты. Соединительные муфты должны быть из той же марки стали, что и сами трубы.
2. Посадочный патрубок для крепления глубинного насоса необходимо устанавливать на максимально возможной глубине.
3. Следует уменьшить насколько возможно расстояние между якорем лифтовой колонны и посадочным патрубком. При установке насоса в необсаженном стволе необходимо располагать якорь НКТ как можно ближе к башмаку колонны. При установке ШГН внутри колонны якорь НКТ должен располагаться за пределами перфорированной зоны.
4. Неиспользование якоря НКТ должно обосновываться. Коррозия обсадной колонны, маленький диаметр насосов, большая глубина скважин являются причинами для отказа от использования якоря НКТ.
5. Использовать модифицированный состав для уплотнения резьбовых соединений по стандарту API, нанося его на всю резьбовую поверхность.
6. При каждом СПО НКТ под якорем должны проходить контроль на отсутствие чрезмерного износа и при необходимости производить замену.
7. При нахождении НКТ на подсвечнике вышки использовать колпачки для защиты резьбовых соединений.
8. Не допускать наличия вмятин и заусенцев от ключей на якорях НКТ. Все используемые детали из комплекта ЗИП должны быть сертифицированы по ISO 9000
9. Использование посадочных патрубков, не соответствующих стандарту API допускается только с лифтовыми колоннами 2 7/8". Патрубок по стандарту API может вызвать заклинивание насоса.

Эффективная сепарация газа:

1. Прием насоса должен находиться ниже точки поступления газа в скважину. Если это невозможно обеспечить, следует рассмотреть возможность применения газосепараторов Echometer с диаметром равным диаметру муфты вместо дегазатора на устье.
2. Стандартный дегазатор на устье может применяться только при низком дебите (~75-150 баррелей в сутки). Для НКТ 2 7/8" необходимо использовать стингер 1 1/4" и скорость между газовым и растворным якорями 0.5 фута/сек при максимальном уровне отбора 177 баррелей жидкости в сутки. При уровне содержания газа 30%, максимальный уровень отбора жидкости составляет всего 124 барреля в сутки.
3. Использование газосепаратора с неправильно рассчитанной производительностью хуже, чем отсутствие сепаратора, т.к. он отсеивает большое количество газа и в нем образуется газовая пробка. См. www.echometer.com

Станок качалка:

1. Станок качалка должен устанавливаться на бетонном основании, смонтированном на речном песке толщиной 5/8 фута. Песчаное

для contamination, check tightness of all bolts, follow check list and keep records.

5. Check stuffing boxes daily. Don't over tighten causing wear on polish rod and motor.

Fluid Level Detection:

1. Shooting fluid levels regularly is recommended, especially on wells that aren't on POC. Echometer's AWP program can be used to correct foamy fluid levels. Dynamometer cards can indicate if a well is pumped off or has other problems.
2. Shoot fluid levels when the well is being tested.
3. Consider a lift revision to increase the pumping unit capacity if indicated.

Casing Pressure:

1. Lower is better
2. Check the casing side check valve to be sure it is operating properly.

Corrosion:

1. For corrosive wells producing, for instance, H₂S, target might be treating with 25 ppm of oil soluble filming amine. The total chemical treatment volume is based on wells total production with the minimum treating volume of 1 gallon. Treating schedules are 1/week for the most part. For normal water flood wells, flush a volume of 3 bbls water with the treatment. For wells with a gas rate of 100-200 Mfcf/D, use 5 bbls and for greater than 200 Mfcf/D, use 8 bbls of water with the treatment. These recommendations for W. Texas area where H₂S prevalent but may provide a starting point for other areas.
2. Check your chemical program or check with your chemical supplier.
3. Before running pump and rods, it recommended that 15 gallons of oil soluble filming amine and 15 bbls of lease crude be pumped into the tubing after a workover. This should be done on wells that have been killed with heavy brine or on wells that have exhibited severe pitting on tubulars or rods. It is optional on less severe situations.



- основание может подвергаться размытию.
- Установку необходимо тщательно отцентровать, чтобы полированный шток поднимался вверх строго вертикально при каждом подъеме.
 - Необходимо проводить еженедельный контроль насосной установки для выявления аномальных звуков, протечек смазочного масла или консистентной смазки, а также коррозионных поражений на стальных соединениях.
 - Каждые шесть месяцев необходимо смазывать все втулки, проверять масло на станке качалки и редукторе на отсутствие загрязнения, проверять надежность затяжки всех соединений, заполнять контрольную ведомость и вести соответствующую регистрацию проверок.
 - Сальниковые коробки необходимо проверять ежедневно. Следует избегать чрезмерной затяжки, что приводит к износу полированного штока и двигателя.

Определение уровня жидкости:

- Рекомендуется регулярно проверять уровень жидкости, особенно на скважинах, где не используется контроллер КОЖ. Для корректировки уровня жидкости с учетом вспенивания можно использовать программу AWP от Echometer. По динамограммам можно определить, упал ли уровень жидкости в скважине или наличие других проблем.
- При испытании скважины необходимо замерять уровень жидкости.
- При наличии соответствующих условий, рассмотреть возможность увеличения отбора (установки более производительного насоса).

Затрубное давление:

- Чем ниже уровень давления, тем лучше.
- Проверить и убедиться в нормальной работе бокового обратного клапана обсадной колонны.

Противокоррозионные меры:

- В скважинах с высококоррозионными средами, например, высоким содержанием H₂S необходимо проводить обработки растворимым в масле пленкообразующим амином с концентрацией 25 частей на миллион. Общий объем реагента для обработки зависит от общего дебита скважины. Минимальный объем обработки составляет 3,8 литра. Для большинства узлов и деталей периодичность обработки составляет один раз в неделю. В скважинах с нормальным содержанием воды объем прокачиваемого реагента при обработке узлов насоса должен составлять 3 барреля. В скважинах с дебитом газа 100-200 миллионов куб. футов в сутки объем обработки должен составлять 5 баррелей, а в скважинах с дебитом свыше 200 миллионов куб. футов в сутки – 8 баррелей воды с реагентом для обработки. Эти рекомендации подготовлены для района Зап. Техаса с высоким содержанием сероводорода, но могут использоваться в качестве основы для расчета обработки для других регионов.
- Проверить программу обработки химреагентами, получить рекомендации поставщиков химреагентов.
- Перед спуском насоса и насосных штанг рекомендуется закачать в НКТ после капремонта 15 галлонов растворимого в масле пленкообразующего амина и 15 баррелей нефти местного происхождения. Это следует выполнять в скважинах, для глушения которых был использован тяжелый соляной раствор, или в скважинах, где наблюдались значительные коррозионные процессы на НКТ или насосных штангах. При эксплуатации насосов в условиях отсутствия коррозии специальная обработка проводится по усмотрению оператора.

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 положение 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