

Как поддержать высокую эффективность добычи нефти при эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами

How to Maintain High Producing Efficiency in Sucker Rod Lift Operations

Дж.Н.МакКой, SPE, Echometer Company
О.Л. Роулан, SPE, Echometer Company
Д.Дж. Беккер, SPE, Echometer Company
А.Л.Поддио, SPE University of Texas
Дж.Ф.Ли, PLTech LLC

Введение

Штанговые глубинные насосы (ШГН)-- наиболее распространенный способ механизированной добычи нефти (~60% добычи в Северной Америке и ~70% во всем мире). Самая частая проблема, с которой приходится иметь дело при эксплуатации этих насосов, - это их низкая производительность в результате неполного заполнения насоса жидкостью. Это происходит, если производительность насоса превышает дебит скважины или из-за плохой сепарации газа на приеме. Производительность насоса снижается из-за попадания в него газа. Если скважины будут обслуживаться насосом, заполненным жидкостью, то это обеспечит их более эффективную работу и снижение производственных расходов. Для того чтобы работать с полностью заполненным жидкостью насосом, необходимо устранить попадание газа и контролировать продолжительность работы насоса, с тем чтобы объемная производительность насоса соответствовала притоку пластового флюида. Необходимо периодически контролировать работу системы, чтобы не возникали механические неисправности в насосе и поддерживалась эффективная эксплуатация скважин.

J. N. McCoy, SPE, Echometer Company
O. L. Rowlan, SPE, Echometer Company
D. J. Becker, SPE, Echometer Company
A. L. Podio, SPE University of Texas
J. F. Lea, PLTech LLC

Introduction

The most common method used to artificially produce wells is sucker rod pump (SRP) systems (60% of lift in N America, 70% worldwide). Low efficiencies caused by incomplete pump liquid fillage is the most common problem experienced by these the SRP systems. Incomplete pump fillage is the result of having a pump capacity that exceeds the rate of the well or poor gas separation at the pump intake. Pump capacity is reduced due to gas interference. More efficient operations and lower cost will result, if these wells are operated with a pump filled with liquid. To operate with a full pump eliminate gas interference and control pump run time so pump displacement will match reservoir inflow. Periodically monitor the system to insure that the pump has no mechanical problems and efficient operations are maintained.

Inefficient energy use is one of the most common problems experienced with SRP systems. The pump being only partially filled with liquid is a common reason for low efficiency and usually the largest source of energy waste. More efficient operations and lower power use will result, if wells are operated with a downhole pump filled with liquid. First eliminate any gas interference in the pump and insure that the

Одной из наиболее часто встречающихся проблем при работе ШНГ является неэффективное использование энергии. Частичное заполнение насоса жидкостью влечет за собой его низкую производительность и является обычно самым большим источником потерь энергии. Если скважины эксплуатируются посредством заполненных жидкостью забойных насосов, то результатом будет их более эффективная работа и низкое потребление энергии. Во-первых, необходимо исключить любое попадание газа в насос и добиться, чтобы в насосе не было механических неполадок, и, во-вторых, оптимизировать производительность насоса для того, чтобы постоянно удалять всю имеющуюся флюиду из ствола скважины. Можно внести простые изменения в число качаний и длину хода плунжера, чтобы подача насоса соответствовала потенциальному дебиту скважины. Контролируя продолжительность работы насоса с помощью контроллера отбора жидкости (КОЖ) или процентного таймера заполнения насоса, можно регулировать число ходов насоса в минуту, чтобы отбор жидкости был равен дебиту скважины.

В скважинах, эксплуатируемых в непрерывном режиме, производительность которых превышает дебит скважины, при движении плунжера вниз происходит его столкновение с газом, а затем и с жидкостью. Плунжер проходит через газ и встречает жидкость. В момент открытия подвижного клапана происходит быстрый сброс нагрузки штанг, при этом возникает ударная нагрузка на насосную систему. Она может вызвать спиральный изгиб колонны насосных штанг, износ насосного оборудования и НКТ, серьезные изменения нагрузки на насосные штанги и заметную ощущаемую вибрацию насосной системы. Система будет иметь больший эксплуатационный ресурс, если не будет происходить "удар" плунжера по жидкости в середине его хода вниз.

Анализ работы насоса требует проведения интегрированного анализа приводного двигателя, наземного оборудования, оборудования ствола скважины, забойного насоса, газосепаратора и коллектора. Этот анализ основывается на данных, полученных от датчиков уровня, динамометров, и датчиков мощности электродвигателя. Любые эксплуатационные условия, могущие помешать работе оборудования и соответственно добыче из скважины, немедленно анализируются с помощью имеющейся на площадке портативной системы. Используя интегрированный анализ, оператор может установить причину любой возникающей в процессе эксплуатации проблемы, контролировать условия функционирования

pump has no mechanical problems and secondly optimize the pump displacement to continuously remove all the available liquid from the wellbore. To match the pump capacity to the production potential of the well some simple changes in pumping speed and stroke length can be made. Controlling the pump run time with a pump-off controller (POC) or a percentage timer can adjust the strokes per minute (SPM) so the pumping equals producing rate.

Wells that operate continuously and with capacity above the well's producing rate have the plunger encounter gas and then liquid on the downstroke. The plunger travels through gas and encounters liquid. The quick release of rod loading as the traveling valve (TV) opens, causes shock loading through the pumping system. This shock can cause rod buckling, pump & tubing wear, severe rod loading changes, and audible and observable pumping unit vibration. Longer system life will result if the plunger does not "pound" liquid near the middle of the down stroke.

Analyzing the performance of the pumping system requires an integrated analysis of the prime mover, surface equipment, wellbore equipment, downhole pump and gas separator, and the reservoir. The analysis is based on information obtained from liquid level instruments, dynamometers, and motor power probes. A portable system at the well site allows immediate analysis of any operational conditions that may be hindering the performance the equipment and the resultant production. The operator using the integrated analysis method can identify the cause of any operational problem, monitor pump conditions, and optimize withdrawal rates, thereby efficiently producing the SRP well.

Performing an acoustic producing liquid level survey in the casing, dynamometer survey, and power survey begins the process by determining the producing efficiency of lifting the liquid to the surface. The energy efficiency of lifting the liquid to the surface plus a pump dynamometer card indicating percent pump fillage provides the information necessary to optimize the operation of the sucker rod lift system.

Acoustic Fluid Level Survey

An acoustic fluid level survey should be conducted to determine the depth of the producing fluid level with respect to the pump intake depth. If there is fluid above the pump intake, then the well may not be produced at or near its maximum production rate. If incomplete pump fillage is due to gas interference, then there will be some fluid above the pump intake (Fig. 1). If the producing efficiency is low and the incomplete pump fillage is due to over-pumping the

насоса, оптимизировать темпы отбора флюидов, и тем самым эффективно эксплуатировать скважины с ШГН.

Процесс определения эффективности подъема жидкости на поверхность начинается с проведения акустического обследования уровня добываемого флюида в колонне обсадных труб, динамометрических измерений и замеров мощности. Эффективное использование энергии при подъеме жидкости на поверхность в сочетании с динамограммой насоса, указывающей процент заполнения насоса жидкостью, обеспечивает всю необходимую информацию для оптимизации работы системы подъема жидкости штанговыми глубинными насосами.

Акустическое обследование уровня добываемой жидкости

Для определения глубины уровня добываемого флюида относительно глубины приема насоса необходимо провести акустическое обследование уровня жидкости. При наличии флюида над приемом насоса дебит скважины возможно не будет максимальным или приближенным к нему. Если неполное заполнение насоса вызвано поступлением в него газа, то над приемом насоса будет находиться некоторое количество жидкости (рис. 1). Если эффективность добычи низкая и неполное заполнение насоса вызвано чрезмерным отбором жидкости из скважины, то в этом случае уровень жидкости должен находиться на приеме насоса или вблизи него (рис. 2).

Большинство операторов хотят, чтобы добыча велась при максимальном или близком к нему дебите скважины. Вполне возможно, что производительность скважины может оказаться выше производительности насосной системы, но это не является нормой. Максимальный дебит (потенциал) скважины достигается в том случае, когда забойное давление в эксплуатируемой скважине ниже, чем статистическое давление в забое. Если на скважине имеется оборудование достаточной мощности, то для достижения максимального дебита скважины необходимо, чтобы давление на забое составляло менее 10% статистического забойного давления. Большинство значений забойного и статистического давления и анализов получают от замеров на устье скважины, производя акустические замеры расстояния до уровня жидкости в затрубном пространстве между обсадной колонной и НКТ, замеры давления в обсадной колонне, и расчет забойного давления. Во время проведения акустических замеров уровня жидкости можно провести небольшое испытание для определения зависимости

well, then the fluid level should be at or near the pump intake, (Fig. 2).

Most operators desire that wells be produced at or near their maximum production rate. It is possible the well's productivity could exceed any pump system capacity but this is not the norm. The maximum production rate (potential) of a well is obtained when the producing bottom hole pressure (PBHP) is low compared to the static bottom hole pressure (SBHP). If sufficient capacity equipment exists on the well, the PBHP should be <10% of the SBHP for maximum production. Most PBHP's & SBHP's and analyses are obtained from surface measurements by acoustically measuring the distance to the liquid level in the casing/tubing annulus, measuring the casing pressure and calculating the PBHP.

When acquiring an acoustic fluid level measurement, one can perform a simple test to determine the casing pressure buildup vs. time by closing the casing valve while the sucker rod lift system continues to pump. The casing pressure buildup rate is used to determine the annular casing gas flow rate and the pressure contributed from the gaseous liquid column above the pump. If the casing pressure increases with time, then gas is accumulating in the casing annulus and free gas is at the pump intake. If separation of the free gas from the pump is not effective, then incomplete pump fillage results.

To determine the exact conditions at the pump the results from the producing fluid level survey should be used in conjunction with a pump dynamometer card indicating percent pump liquid fillage. By knowing:

- 1) If the well is being produced at its maximum production rate,
- 2) If the height of fluid column is above the pump intake depth,
- 3) If the pump is incompletely filled with liquid, and
- 4) If free gas is flowing up the casing annulus

The operator can determine if possible low producing efficiency is caused by incomplete pump fillage due to gas interference or over-pumping the well.

Dynamometer Determines Percentage Pump Fillage

Using an integrated data acquisition system, motor power and dynamometer data can be obtained simultaneously. One technician can make the fluid level, dynamometer and power/current measurements in minutes. The load cell can either be of the horseshoe type, which is positioned on the polished rod between the carrier bar and the polished rod clamp, or of a special design that is easily clamped directly onto the polished rod. The

нарастания давления от времени, для чего закрывается затрубная задвижка, в то время как система ШГН продолжает функционировать. Для определения скорости газового потока в кольцевом пространстве и обсадной колонне и давления, которое создает столб газожидкостной смеси над насосом, используется величина подъема давления в обсадной колонне. Если возрастание давления в колонне происходит с течением времени, то это означает, что газ

current/power sensors measure power and current input to the motor. Analysis of the downhole pump operation is performed by calculation of the pump dynamometer card from measured surface load and position data. The pump card is a plot of the calculated rod loads at various positions of pump. Identifying how the pump is performing and analysis of downhole problems are primary uses of the pump card.

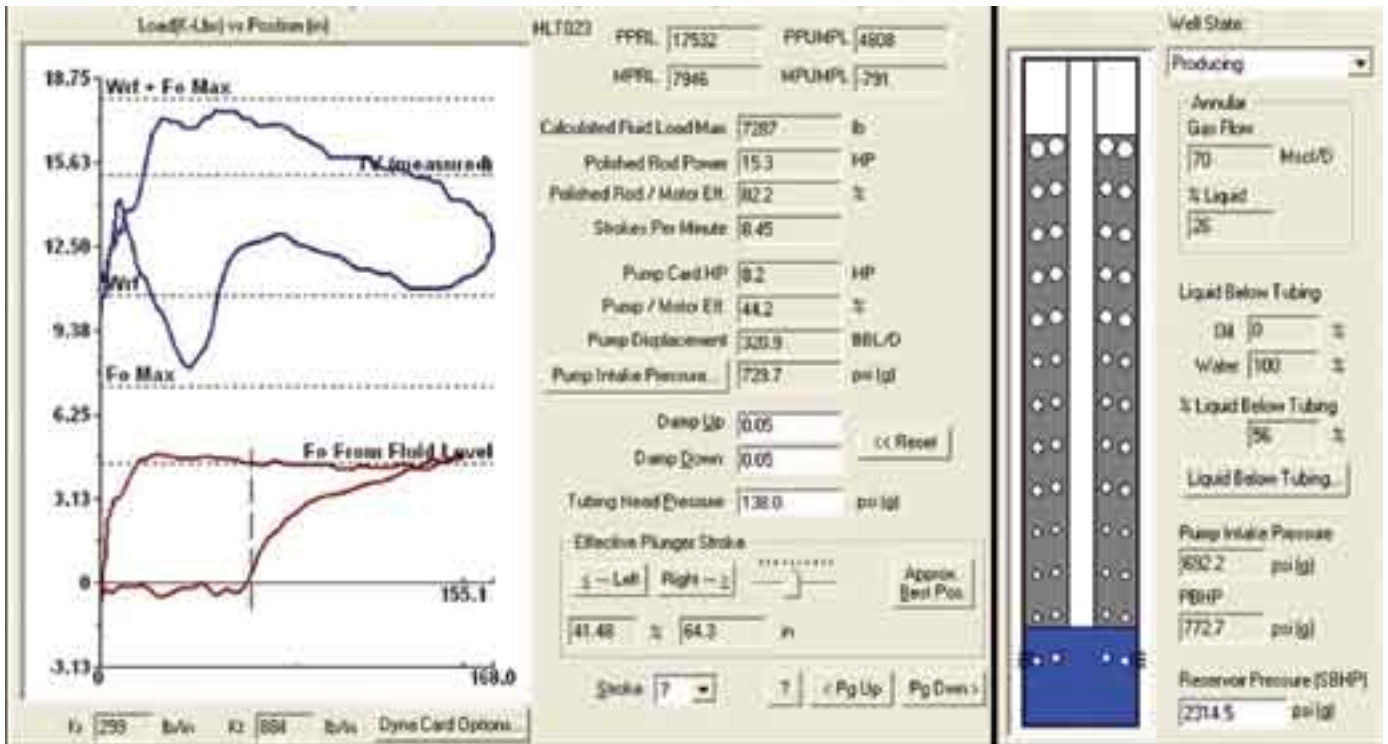


Рис.1 Низкая эффективность добычи по причине неполного заполнения насоса из-за попадания в него газа
Fig. 1 Low Producing Efficiency Due to Incomplete Pump Fillage From Gas Interference

аккумулируется в заколонном кольцевом пространстве, а свободный газ находится на приеме насоса. Неполное заполнение насоса является результатом того, что сепарация свободного газа из насоса не эффективна.

Для того чтобы точно определить условия в которых работает насос, необходимо наряду с результатами замеров уровня жидкости в действующей скважине использовать и динамограмму насоса, которая указывает процентное наполнение насоса жидкостью. Если оператору известно, что:

- 1) скважина эксплуатируется с максимальным дебитом,
- 2) высота столба жидкости выше глубины приема насоса,
- 3) насос не полностью заполнен жидкостью и
- 4) свободный газ поступает вверх в затрубное пространство

Fig.1 shows that incomplete pump fillage is the cause of this well's inefficiency and the shape of the pump dynamometer card gives an indication that gas interference due to inefficient downhole gas separation is the reason. The downhole dynamometer card indicating a pump fillage of 42% of the 782 BPD pump displacement coupled with a high gaseous liquid column above the pump (in Fig. 1) is conclusive evidence that inefficient gas separation is occurring. From analysis of the acoustic survey data the maximum liquid potential of the well is 428 BPD and this well's production could be increased by 19 BOPD by installing a good downhole separator. If good gas separation were to occur at the pump intake, then the pump's liquid displacement would be greater than maximum potential for liquid to flow into well bore and the run time would have to be reduced to operate this well in an efficient manner.

Fig. 2 shows incomplete pump fillage due to over-

в таком случае оператор может определить, вызвана ли возможная низкая эффективность добычи неполным заполнением насоса из-за попадания газа или чрезмерным отбором жидкости из скважины.

Динамометр определяет процентное наполнение насоса

С помощью интегрированной системы сбора данных можно одновременно получить данные о мощности двигателя и динамометрические данные. Один технический специалист может за несколько минут произвести замер уровня жидкости, динамометрию и напряжения и силы тока. Тензодатчик может иметь подковообразную форму и устанавливаться на полированном штоке насоса между несущим бруском балансира и хомутом насосной штанги или иметь особую конструкцию, которая легко крепится

pumping the well. In addition to the problem of inefficient operation this well has the problem of “pounding” fluid on the downstroke that will reduce system life. The pump dynamometer card indicates incomplete pump fillage of 10% of the 135 BPD pump displacement plus the acoustic survey showing that the fluid level is at the pump intake (in Fig. 2) are conclusive evidence that excellent gas separation is occurring at the pump intake and that the maximum liquid potential of the well is being produced. Since good gas separation is occurring and the pump displacement is greater than maximum well production, then controlling the run time is required to for best efficiency.

To ensure that the pump has no mechanical problems, both standing valve (SV) and traveling valve, TV tests should be performed as part of

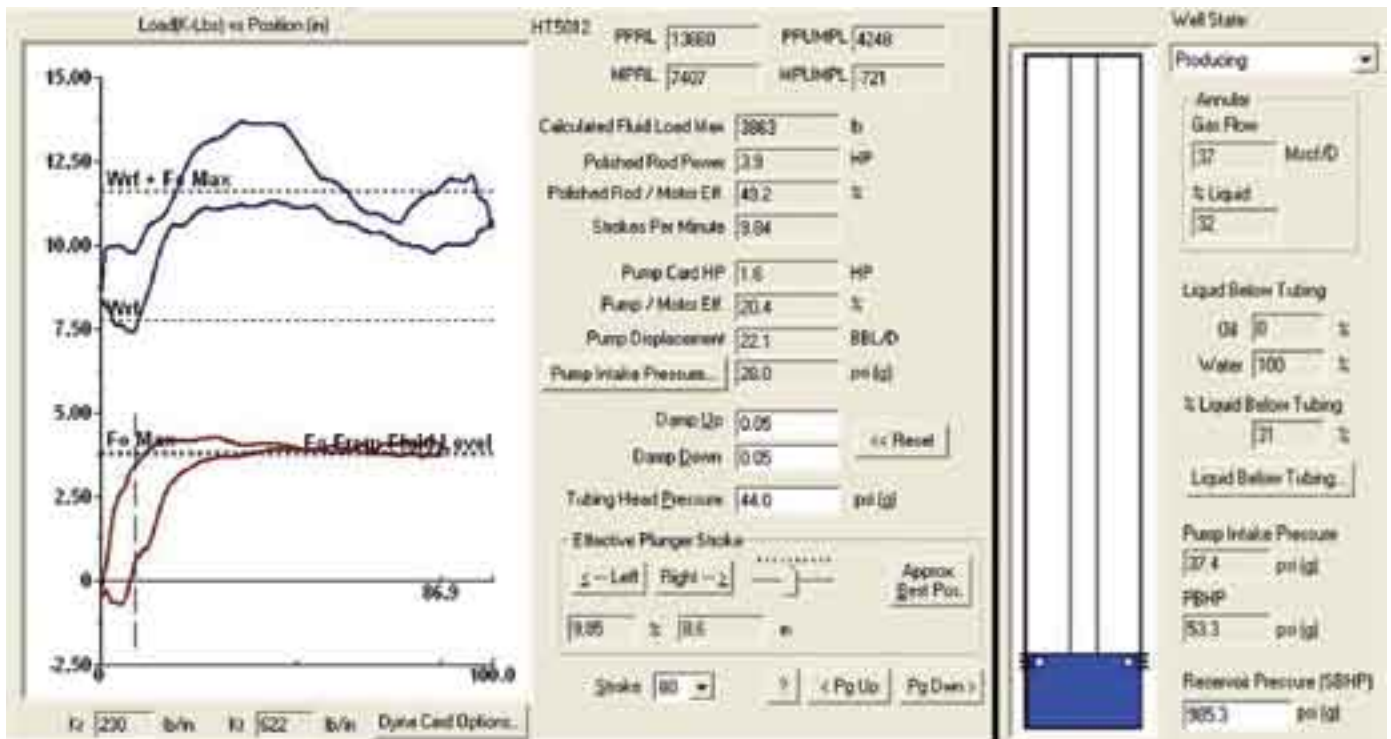


Рис.2 Низкая эффективность добычи из-за неполного заполнения насоса при чрезмерном отборе из скважины
Fig. 2 Low Producing Efficiency Due to Incomplete Pump Fillage From Over-Pumping the Well

к полированному штоку. Датчики силы тока и напряжения измеряют подводимые к двигателю ток и напряжение. Анализ работы забойного насоса ведется путем расчета динамограммы насоса по данным нагрузки и положения, замеренным на устье. Динамограмма представляет собой диаграммную кривую расчетных значений нагрузки на колонну штанг при различных положениях насоса. Основное назначение динамограммы ШГН показать эффективность работы насоса и дать анализ проблем, возникающих с внутрискважинным насосным оборудованием.

the dynamometer survey. Although SV & TV tests are routine, interpretation requires that tests are performed correctly. A series of valve measurements should be performed to insure reproducibility and validity.

Identifying Wells with Low Energy Efficiency

One method of identifying problems is to determine the overall efficiency of the well's pumping system. Experience has shown that determining the overall efficiency requires only the measurement of input power to the prime mover, determination of the producing bottom hole pressure (PBHP) and accurate



NEWCO

WELL SERVICE

НЬЮКО ВЕЛЛ СЕРВИС

Предоставляет инновационные и инженерные решения для увеличения продуктивности нефтегазовых скважин.

- Гидро разрыв пласта
- Кислотные ГРП и кислотные обработки
- Освоение скважин азотом
- Услуги с ГНКТ
- Цементирование обсадных колонн, РИРы

Заказчики Ньюко Велл Сервис – крупнейшие нефтегазодобывающие компании на территории Российской Федерации и Казахстана: ТНК-ВР, Роснефть, Русснефть, Газпром, Газпромнефть, ЛУКОЙл, Казмунайгаз и др.

Представительства компании:

в г. Нижневартовск, ул. Северная 39, строение 34, Тюменская обл., РФ, 628617
Тел. №: (3466) 406085, 470590
Факс №: (3466) 470601 (ext. 1010)

г. Москва

1-ый Волоколамский проезд, строение 10/10
Телефон: (495) 982-39-43

NEWCO WELL SERVICE

provides innovative & engineered solutions to enhance the production of oil & gas wells.

- Fracturing
- Acidizing
- Well completion with Nitrogen
- Coil Services
- Primary & Remedial Casing Cementing, Squeezes

Newco's Customers are the largest oil companies of Russia and Kazakhstan: TNK-BP, Rosneft, Russneft, Gazprom, Gazpromneft, LUKoil, Kazmunaigaz and others.

Representative Offices:

Severnaya Street, 39 Building, 34 Nizhnevartovsk, Tyumen Region, RF, 628617
Phone No.: (3466) 406085, 470590
fax (3466) 470601 (ext. 1010)

Moscow

1st Volokalamsky Ride, building 10/10
Phone: (495) 982-39-43

Рис.1 показывает, что причиной низкой производительности этой скважины является неполное заполнение насоса, а форма динамограммы насоса указывает на то, что это вызвано попаданием газа в насос вследствие неэффективной забойной сепарации газа. Забойная динамограмма, из которой видно, что заполнение насоса составляет 42% от объемной производительности насоса 782 барреля в сутки в сочетании с высоким столбом газожидкостной смеси над насосом (как показано на рис.1), является убедительным доказательством неэффективной сепарации газа, происходящей в насосе. Анализ данных акустического замера показывает, что максимальный жидкостный потенциал скважины-- 428 баррелей в сутки, дебит этой скважины можно увеличить на 19 баррелей в сутки, установив хороший забойный сепаратор. Если бы на приеме насоса происходила хорошая сепарация газа, то тогда производительность насоса была бы больше максимального потенциала притока жидкости в ствол скважины и для эффективной эксплуатации скважины пришлось бы сократить продолжительность работы насоса.

На **рис.2** показано неполное заполнение насоса из-за чрезмерного отбора жидкости из скважины. Помимо того, что эта скважина имеет низкую производительность, в ней происходят удары плунжера по жидкости при ходе плунжера вниз, сокращающие ресурс насосной системы. Динамограмма ШГН показывает, что недобор жидкости из скважины составляет 10% от объемной производительности насоса 135 баррелей в сутки, плюс акустические замеры, свидетельствующие, что уровень жидкости находится на приеме насоса (как в **рис.2**); все это служит убедительным доказательством того, что на приеме насоса имеет место отличная сепарация газа и что скважина эксплуатируется с максимальным дебитом. Поскольку сепарация газа хорошая и производительность насоса превышает максимальный дебит скважины, то для обеспечения максимального КПД насоса необходимо контролировать продолжительность его работы.

Чтобы убедиться, что насос не имеет механических неисправностей, необходимо провести испытания всасывающего клапана и подвижного клапана насоса, что является частью динамометрических замеров. Хотя испытания этих клапанов являются стандартной процедурой, интерпретация результатов требует, чтобы испытания проводились правильно. Для обеспечения воспроизводимости результатов и проверки их правильности необходимо провести серию измерений клапанов.

production test data. A complete motor power and current analysis is performed using the well and acquired data. The pump system efficiency should be approximately 50% and if lower than 35% action is required.

The following Decision **Table 1** can be applied to the analysis of wells where the system efficiency is less than 35%. For the well of **Fig. 2**, the fluid level is low and the pump fillage is low, therefore the potential exist for the operator to improve the efficiency of the well by controlling pump run time. Decision Table 2 can be applied to the analysis of wells where the system efficiency is greater that 35%. For the well in **Fig. 1**, the fluid level is high and the pump fillage is low, therefore it should be a high priority for the operator to correct the gas interference problem in the pump.

Decision Table 1 – System Efficiency < 35%

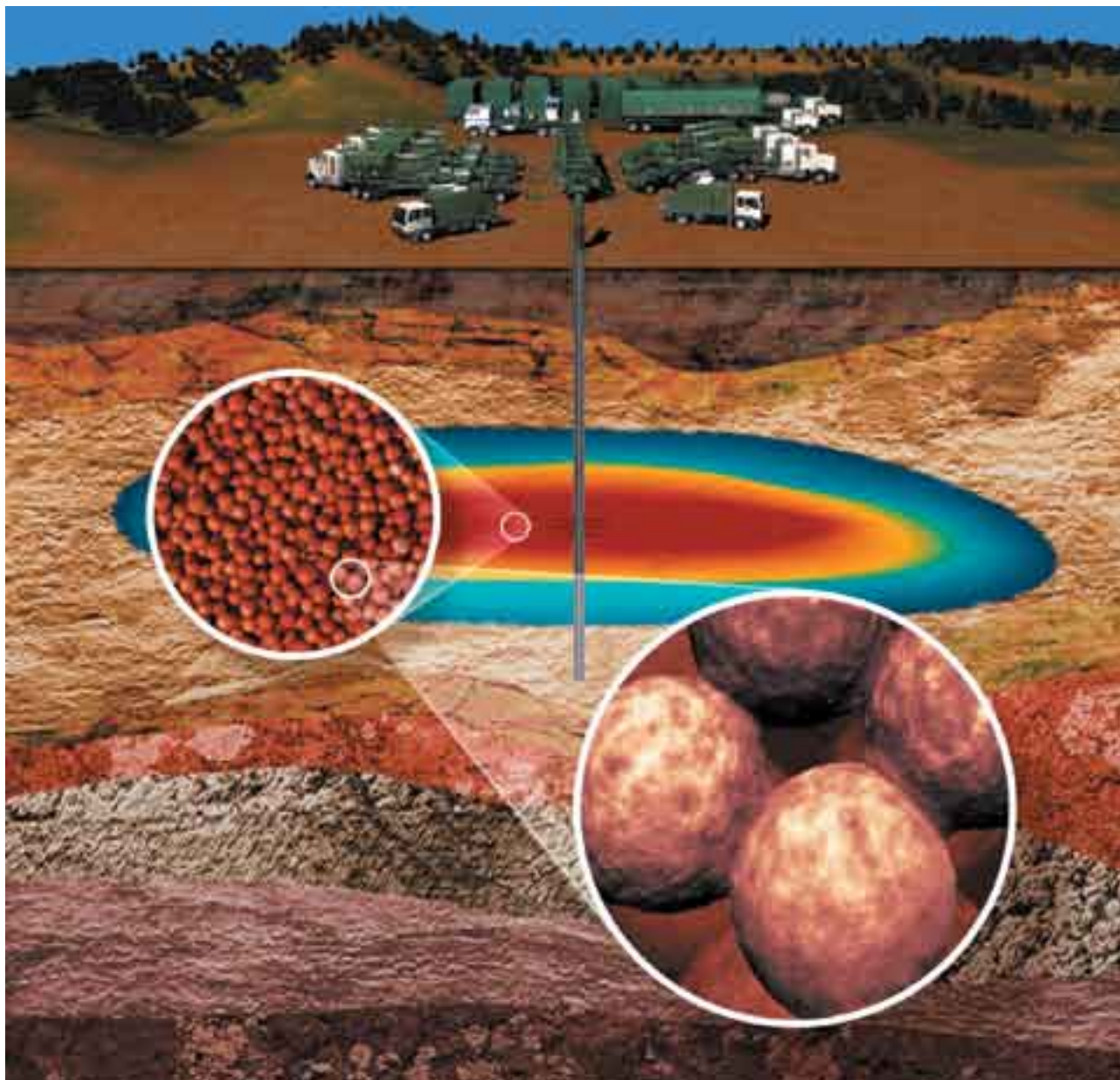
Low Producing BHP or Low Fluid Level	Low Producing BHP or Low Fluid Level	High Producing BHP or High Fluid Level
Pump Full	Low Pump Fillage	Low Pump Fillage
Low Priority Study Surface Efficiency	Potential to Improve Study Control Run Time	High Priority Study Gas Interference

Low Producing BHP or Low Fluid Level	High Producing BHP or Low Fluid Level	High Producing BHP or High Fluid Level
Pump Full	Pump Full	Low Pump Fillage
Well OK	Potential to Improve Study Pump Capacity	High Priority Study Gas Interference

Decision Table 2 – System Efficiency > 35%

The primary objective of acquiring power data is to determine the efficiency with which the pumping unit is being operated. The following techniques can improve the overall system efficiency:

- 1) Maintain high volumetric efficiency (VE):
 - a) Match pumping requirements with wellbore inflow.
 - b) Eliminate Gas interference
 - c) Use Full Pump Capacity by controlling the unit with a POC or Timer
- 2) When System Efficiency is low, find and fix problem.
- 3) Verify power meter calibration.
- 4) Mechanically / electrically balance pumping unit.
- 5) Properly size pumping unit to match well loads (GB



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

Определение скважин с малоэффективным использованием энергии

Одним из методов выявления проблем является определение общей эффективности насосной системы. Как показывает опыт, для этого необходимо только произвести замеры приводной мощности первичного двигателя, определить забойное давление фонтанирования и точные данные испытания скважины на приток. Проводится полный анализ мощности двигателя и тока с использованием характеристик скважины и полученных данных. Эффективность насосной системы должна составлять примерно 50%, а если она будет ниже 35%, то необходимо принимать соответствующие меры.

Для анализа скважин, у которых эффективность насосной системы ниже 35%, можно применить следующую **Таблицу 1** выбора решений. Для скважины из **Рис.2**, где уровень жидкости низкий и низкий уровень заполнения насоса, у оператора есть возможность улучшить эффективность скважины посредством контроля продолжительности работы насоса. Таблицу 2 выбора решений можно применить к анализу работы скважин, у которых эффективность системы превышает 35%. Скважина из Рис.1 имеет высокий уровень жидкости и низкое заполнение насоса, поэтому для оператора чрезвычайно важно устранить проблему попадания газа в насос.

Таблица 1 выбора решений –Эффективность системы < 35%

Низкое забойное давление фонтанирования или низкий уровень жидкости	Низкое забойное давление фонтанирования или низкий уровень жидкости	Высокое забойное давление фонтанирования или высокий уровень жидкости
Насос полностью заполнен	Низкое заполнение насоса	Низкое заполнение насоса
Низкоприоритетное изучение эффективности работы насосного оборудования на устье скважины	Возможность улучшить изучение контроля продолжительности работы насоса	Высокоприоритетное изучение проблемы попадания газа в насос

Низкое забойное давление фонтанирования или низкий уровень жидкости	Высокое забойное давление фонтанирования или высокий уровень жидкости	Высокое забойное давление фонтанирования или высокий уровень жидкости
Насос полностью заполнен	Насос полностью заполнен	Низкое заполнение насоса
Скважина функционирует нормально	Возможность улучшить изучение производительности	Высокоприоритетное изучение проблемы попадания газа в насос

- should be at least 50% loaded vs. it's rating)
- 6) On severely over sized motors where average surface efficiency falls below 50-60%, then change out motor (if motor is twice the size needed).

The items are ranked so the top of the list is the most cost-effective technique to improve system efficiency. Techniques to maintain a high VE will be discussed in the following sections.

Low system efficiency can be an indicator of a mechanical problem at the surface or in the downhole equipment. Where a large percentage of the input power to the pumping system is being lost due to mechanical wear should find and friction, the operator and repair these problems, because the increased wear will result in premature failure/s. Although the Echometer TWM system calculates efficiency accurately by examining all variables during a pump cycle, an approximate expression of power efficiency is:

$$\eta = \frac{.00000736 \text{ BPD Lift } \gamma}{\text{kW} / .736}$$

Where :

BPD is production

Lift is approximately surface to fluid level, ft

γ is specific gravity of fluid produced

kW is power measured to SRP installation

If the results from the power survey do not agree well

Таблица 2 выбора решений –Эффективность системы > 35%

При сборе данных о мощности насосного агрегата основная цель- установить эффективность работы насоса. Следующая методика может улучшить общую эффективность работы системы:

- 1) Поддерживать высокий коэффициент наполнения насоса:
 - а) привести в соответствие требования к отбору жидкости из скважины с притоком флюидов в ствол скважины.
 - б) устранить попадание газа в насос
 - в) использовать полную производительность насоса для контроля его работы с помощью контроллера КОЖ или таймера
- 2) Если эффективность системы низкая, определить проблему и устранить неполадку
- 3) Проверять калибровку ваттметра
- 4) Довести до кондиции механическую/электрическую часть насоса
- 5) Производительность насоса-качалки должна соответствовать скважинной нагрузке (нагрузка на редуктор должна составлять не менее 50% от номинальной величины)
- 6) При использовании двигателей, чья мощность значительно превышает требуемую и где средняя эффективность наземных двигателей ниже 50-60%, двигатель следует заменить (если его мощность в два раза превышает требуемую)

Позиции ранжированы таким образом, что в верхней части списка указаны наиболее экономически эффективные методы повышения эффективности насосной системы. Далее будут рассмотрены методы, необходимые для поддержания высокого коэффициента наполнения насоса.

Низкая эффективность системы может свидетельствовать о наличии механической неисправности на устье скважины или в забойном оборудовании. В случаях, когда значительный процент мощности, подводимой к насосной системе, теряется из-за механического износа и трения, оператор должен найти эти неисправности и устранить их, поскольку повышенный износ оборудования вызовет преждевременные отказы насосов.

0.0000736 BPD Lift
 kW/736
 BPD - 0.0000736
 Lift - 0.0000736
 kW - 0.0000736

with the bill form the electric utility company, then the (possibly old or out of calibration) power meter can be the problem.

On a company wide basis mechanically / electrically balancing the torque loading on all the pumping unit gearboxes in a field has been shown to reduce power consumption by approximately 12%. Depending on how heavily loaded the prime mover is, movement of the counter weights small distances usually results in little improvement in the system efficiency. Well conditions change with time and the operator should periodically survey the gearbox torque loading on all of SRP systems in a field and correct the counterbalance as needed.

A popular method used to size the electric motor is to select the next motor size greater than twice the calculated polished rod horsepower, this practice tends to result in slight over sizing of the electrical motors installed on beam pumping systems. This usually results in a NEMA D motor having abundant starting torque, while the running efficiency of the motor is usually near 80%. The normal surface efficiency of a sucker rod lift system is in the 75-85% range, with most of the loss due to motor efficiency.

Downhole Gas Separation

Inefficient pump operation is frequently caused by gas interference as a result of poor downhole gas separation. Poor downhole gas separation can be identified through the use of an acoustic liquid level instrument and a dynamometer. If the liquid level measurement indicates a high gaseous liquid column above the pump, yet the dynamometer indicates incomplete pump fillage, then there is a problem with downhole gas separation. Correcting downhole gas separation problems results in increased system efficiency, increased production, reduced runtime, lower electrical costs and reduced maintenance.

Gas interference is not eliminated by tapping bottom with the pump, running the pump at excessive speed, operating the pumping unit for excessive periods of time, increasing the tubing pressure or increasing the casing pressure.

The preferred method of downhole gas separation is to set the pump intake below the gas entry zone. If the pump intake must be set above the perforations, then a gas separator should be used. This type of separator should result in complete pump fillage, if sufficient liquid inflow from the formation is available.

Gas Separation by Setting Pump Intake Below the Formation

If the seating nipple is placed at least ten feet below the bottom of the perforations, then efficient gas

Хотя эффективность работы насоса точно рассчитывается Эхометром TWM, который анализирует все переменные рабочего цикла насоса, производительность можно приблизительно выразить формулой:

Если результаты измерений мощности не совпадают со счетом, который присылает энергоснабжающая компания, тогда проблему следует искать в электросчетчике, который уже давно находится в употреблении или нуждается в калибровке. В масштабах всей компании механическая/ электрическая балансировка нагрузочного вращающего момента на редукторе насосного агрегата на промысле, как свидетельствует опыт, снижает потребление электроэнергии примерно на 12%. В зависимости от тяжести нагрузки на первичный двигатель, перемещение противовеса на небольшое расстояние, как правило, лишь незначительно улучшает эффективность системы. Скважинные условия изменяются с течением времени и оператор должен периодически проверять нагрузку крутящего момента на редукторе на всех системах ШГН на месторождении и регулировать противовес по мере необходимости.

Распространенным методом подбора требуемого двигателя является выбор следующего в этом диапазоне двигателя, мощность которого в два раза превышает расчетную мощность полированного штока, в результате чего электродвигатели, установленные на станках-качалках, имеют небольшое превышение по мощности. Обычно это приводит к тому, что электродвигатель с классом безопасности NEMA D имеет избыточный страгивающий вращательный момент, в то время как эксплуатационный КПД электродвигателя в целом составляет около 80%. Нормальная эффективность работы наземного оборудования системы ШГН лежит в диапазоне от 75% до 85%, при этом большая часть потерь происходит из-за низкого КПД двигателя.

Забойная сепарация газа

Попадание газа в насос в результате плохой сепарации газа в забое часто является причиной неэффективной работы насоса. Плохую сепарацию газа можно определить с помощью акустического уровнемера и динамометра. Если замеры уровня жидкости указывают на наличие высокого столба газообразной жидкости над насосом, однако динамометр показывает, что имеет место неполное заполнение насоса, то проблема кроется скорее всего в забойной сепарации газа. Устранение проблем с забойной сепарацией газа приводит к увеличению эффективности системы, повышению дебита

separation will occur in the annulus without using an extension below the seating nipple. In this case the casing acts as the outer barrel of the down hole gas separator. This extension would allow the operator to tag bottom to determine debris fillage without forcing debris into the seating nipple. The extension can be a perforated sub or a joint of tubing below the perforated sub. A bull plug is usually used below the bottom collar, however the bottom should be orange-peeled to prevent sticking. A dip tube is commonly run below the bottom of the pump. A dip tube in this situation is not needed since it increases friction losses and results in less efficient gas separation. Fig. 3 shows examples of gas separators that are commonly placed below the fluid entry interval.

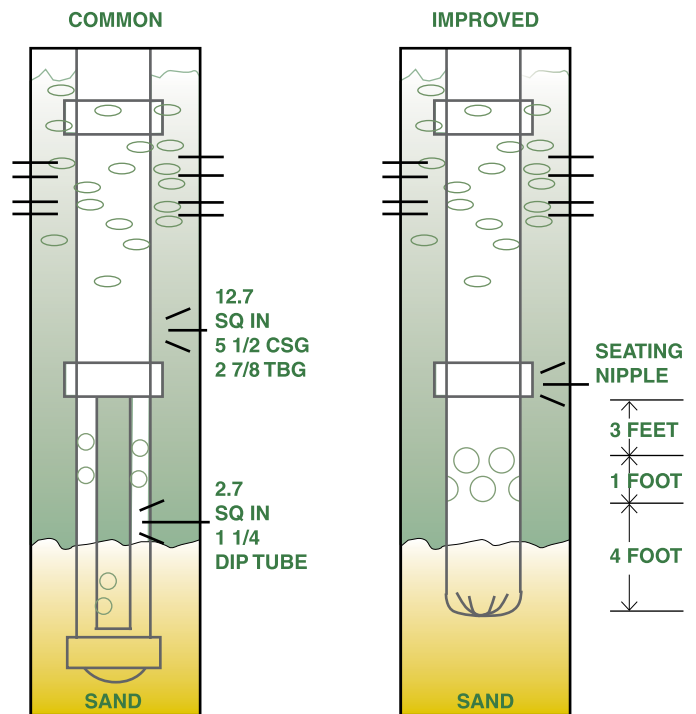


Рис.3 Сепараторы природного газа
Fig. 3 Natural Gas Separators

If the liquid capacity of the tubing sized separator does not exceed the pump capacity, then a higher capacity separator should be used, such as shown in Fig. 4. In this case nothing is attached to the tubing below the seating nipple, but a dip tube is run below the pump. The dip tube should be sized such that the friction loss within the dip tube is less than 0.5 psi. The dip tube should extend at least ten feet below the bottom of the fluid entry zone. Using only a dip tube results in a greater area between the pump intake and the casing. This increases the liquid capacity. Gas bubbles rise about 6 inches per second in most low viscosity (< 10 cp.) liquids, so the liquid capacity is approximately 50 barrels per day per square inch of down flow annular area.

скважины, уменьшению межремонтного периода насоса, расходов на электроэнергию и техобслуживание.

Попадание газа в насос не устраняется постукиванием насосом по забой, работой насоса на чрезмерно высокой скорости, функционированием насоса-качалки в течение длительных периодов времени, увеличением давления в НКТ или давления в затрубном пространстве. Наилучшим способом забойной сепарации газа является установка приема насоса ниже зоны поступления газа. Если необходимо установить прием насоса выше перфораций, то следует использовать газосепаратор. При использовании этого типа сепаратора обеспечивается полное заполнение насоса, если имеется достаточный приток жидкости из продуктивного горизонта.

Сепарация газа при установке приема насоса ниже пласта

Если установить посадочный патрубок не менее 10 футов ниже нижней границы перфорации, то в затрубном пространстве будет происходить эффективная сепарация газа, при этом не потребуется использовать удлинитель под посадочным патрубком. В этом

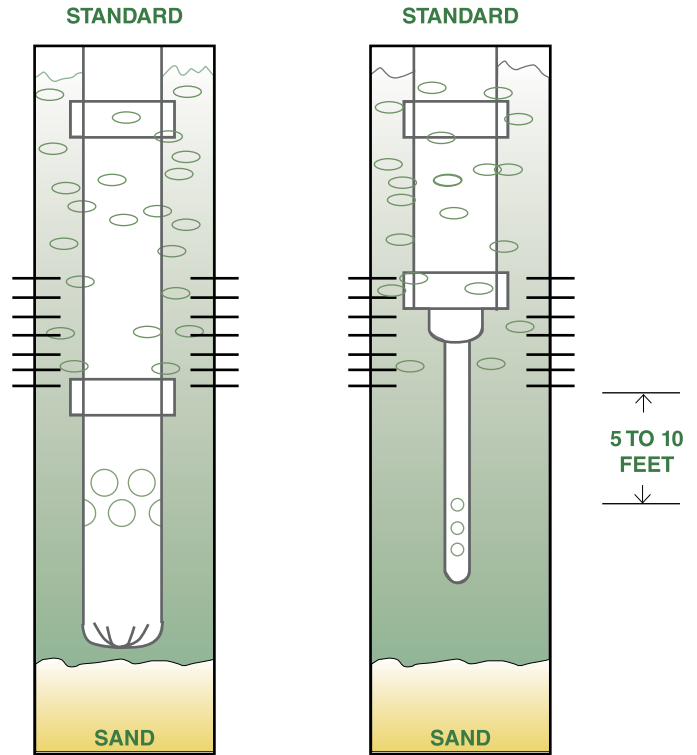
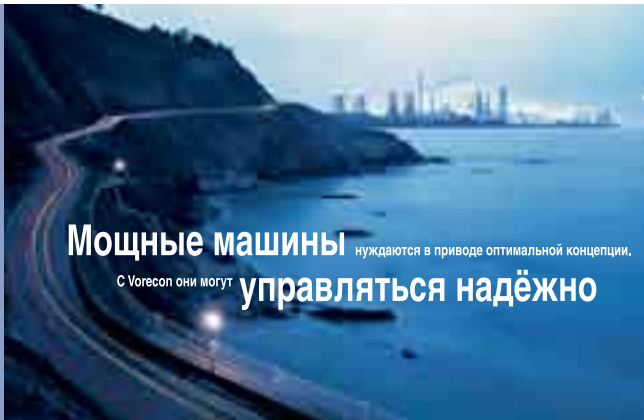


Рис.4 Сепараторы природного газа повышенной производительности
Fig. 4 Higher Capacity Natural Gas Separator



ai_air_18.0_ru

Промышленность | Морской транспорт | Железнодорожный транспорт | Городской транспорт

Ничто не может заменить газ, который вы сэкономили. Надёжность и готовность (доступность) – наиболее решающие показатели цены срока службы вашего компрессора. Регулируемая планетарная передача Vorecon является мощным, экономическим и прогрессивным решением управления скоростью вашего компрессора с 1 500 кВт вплоть до 65 000 кВт с диапазоном скоростей от

5 000 об/мин до 20 000 об/мин. Сравните Vorecon с другими типами приводов, сравните среднее время между отказами, капиталовложения, эффективность, надёжность и стоимость эксплуатации. Независимые исследования показали превосходную стоимость (цену) против коэффициента исполнения Vorecon. www.voithturbo.com, www.variable-speed.com

Neftegas 2008

Visit us
Booth 3-B50

109240 Москва, РФ Ул. Николаямская дом 21/7 строение 3, Московское представительство «Фойт»
 Тел.: +7 495 915-38-67, Факс: +7 495 915-38-16, voithmoscow@voith.com, www.voithturbo.com

Voith Turbo

VOITH
Engineered reliability.

случае обсадная колонна выполняет функцию наружной трубы скважинного газосепаратора. Этот удлинитель позволит оператору отбить забой, чтобы определить насколько скважина заполнена обломками выбуренных пород и не вдавить при этом обломки в посадочный патрубок. Удлинителем может быть перфорированный патрубок или звено колонны ниже перфорированного патрубка. Обычно используется резьбовая глухая пробка под подворотником, однако для того чтобы избежать прихвата, необходимо зачистить дно сепаратора до эффекта апельсиновой корки. Под основание насоса обычно опускается погружная труба. В данной ситуации погружная труба не требуется, поскольку ее использование приводит к увеличению потерь на трение и менее эффективной сепарации газа. На Рис.3 показаны газосепараторы, которые часто устанавливаются ниже интервала доступа флюидов.

Если наливной объем подобранного под НКТ сепаратора не превышает производительность насоса, то следует использовать сепаратор более высокой производительности, как на Рис.4. При этом ничего не крепят к НКТ ниже посадочного патрубка, но под насосом проходит погружная

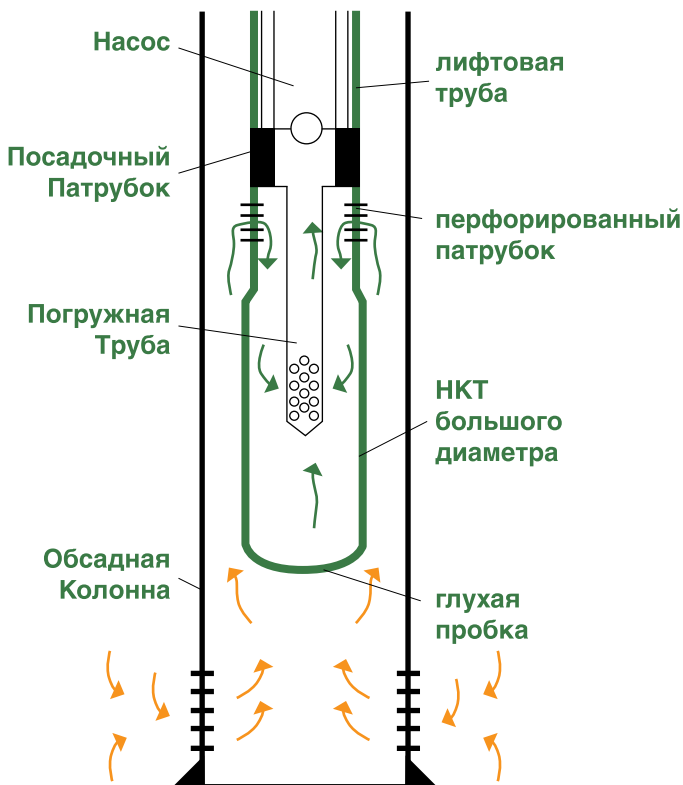


Рис.5 Дегазаторы

труба. Подбирать погружную трубу нужно таким образом, чтобы потери на трение внутри трубы были менее 0.5 кг/см^2 . Погружная труба должна

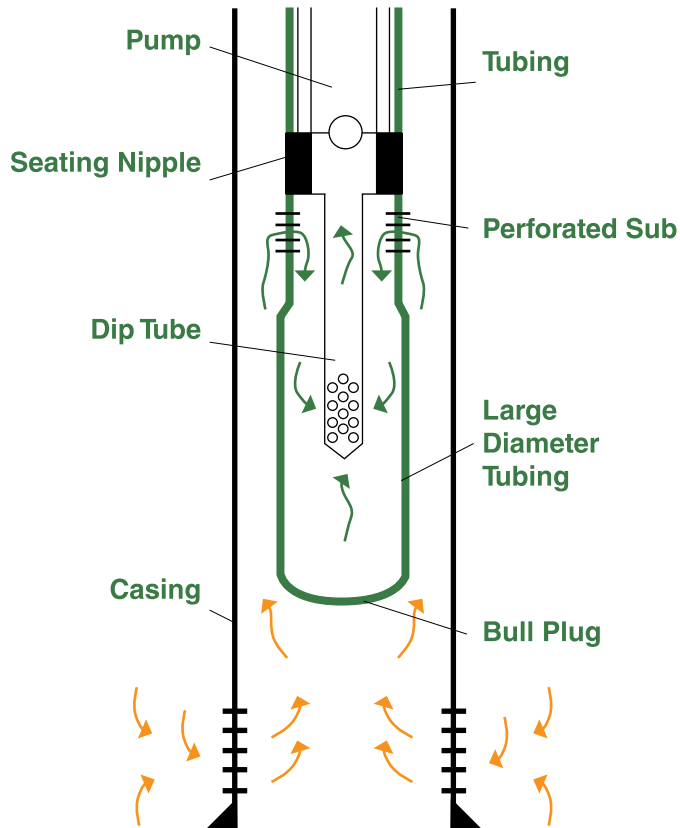


Fig. 5 Poorboy Gas Separators

Gas Separation when Pump Intake Above the Formation

Well conditions may prevent placing the pump below the open hole or perforations. Insufficient rat hole, fill problems from produced solids, liners, and undersized pumping units may require setting the pump intake above fluid entry. Setting the pump above the point of gas entry requires different designs for downhole gas separators.

The most commonly used gas separator is the conventional or "poor boy" separator. This separator is relatively inexpensive, yet can be efficient if properly designed and sized. A "poor boy" separator is illustrated in Fig. 5. This separator is typically built from standard oilfield tubing and perforated subs. It consists of fluid entry section such as a perforated sub, an outer barrel such as a joint of tubing with a bull plug on bottom and a dip tube on the bottom of the pump. The downward fluid velocity between the outer barrel and the dip tube should be less than 6 inches per second. Gas bubbles rise approximately six inches per second and downward velocity less than this is required to insure that the free gas will be liberated from the produced fluids. Another design consideration must be the area between the outer barrel of the separator and the casing. Gas flow velocities in excess of approximately ten feet per second will lift the liquid and mist flow will occur.

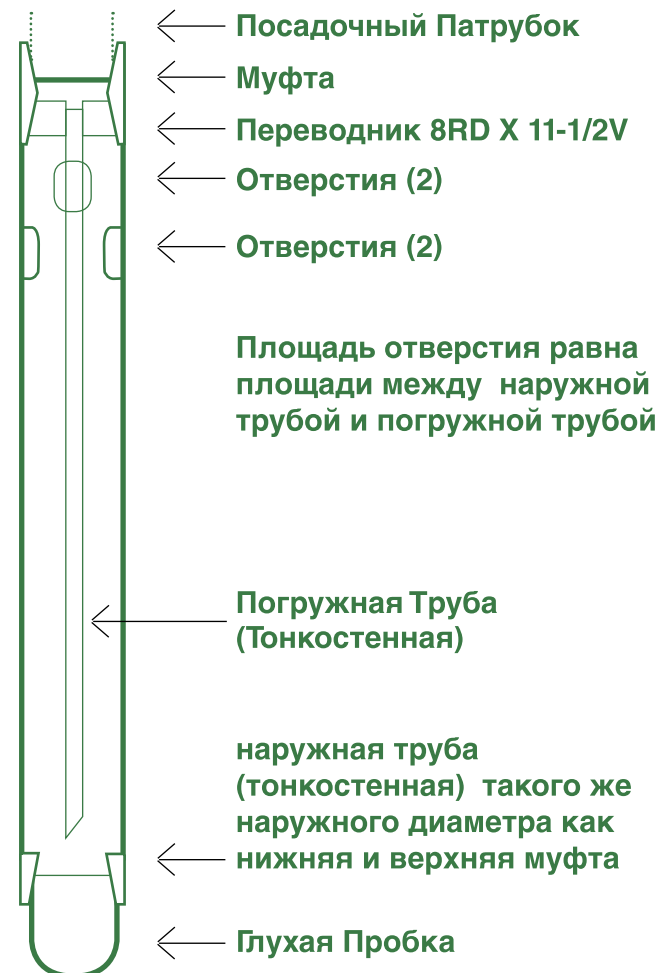


Рис. 6 Газосепараторы улучшенной конструкции

располагаться на глубине не менее 10 футов от нижней границы зоны доступа флюидов. При использовании только погружной трубы увеличивается пространство между приемом насоса и обсадной колонной, что увеличивает объем жидкости. У большинства жидкостей низкой вязкости (< 10 ср) газовые пузырьки поднимаются примерно со скоростью 6 дюймов в секунду, поэтому объем жидкости составляет около 50 баррелей в сутки на кв. дюйм площади поперечного сечения кольцевого пространства в нисходящем потоке.

Сепарация газа при установке приема насоса выше пласта

Режим эксплуатации скважины может помешать установить насос ниже открытого ствола скважины или перфорированного интервала. Может потребоваться установка приема насоса выше точки поступления флюида в скважину из-за недостаточной пилотной части ствола, проблем с заполнением из-за твердых частиц, хвостовиков, и насосов-качалок меньшего размера. Установка насоса выше точки поступления газа требует других конструктивных решений для забойных газосепараторов. Наиболее часто используемым газосепаратором

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 Ecometer

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

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

является стандартный сепаратор или дегазатор. Этот сепаратор, хотя он сравнительно недорогой, может работать эффективно при правильном выборе производительности и конструкции. Пример такого дегазатора приводится на Рис.5. Этот сепаратор обычно состоит из стандартных нефтепромысловых труб и перфорированных патрубков. Он включает секцию поступления флюида, а именно перфорированный патрубок, наружную трубу, которой служит звено колонны с глухой пробкой на основании, и погружную трубу на дне насоса. Скорость нисходящего потока флюидов между наружной трубой и погружной трубой должна быть менее 6 дюймов в секунду. Газовые пузырьки поднимаются со скоростью примерно 6 дюймов в секунду, и требуется меньшая нисходящая скорость, для того чтобы отделить свободный газ от добываемых флюидов. Другим конструктивным моментом должна быть зона между наружной трубой сепаратора и обсадной колонной. При скорости газового потока, превышающей примерно 10 футов/сек, жидкость поднимется и установится эмульсионный режим потока. Эта зона должна быть достаточной, чтобы не допустить эмульсионного режима и обеспечить поступление жидкости в сепаратор.

За счет некоторых изменений в конструкции дозатора его эффективность и производительность можно улучшить. К этим изменениям относятся использование тонкостенных труб, больших отверстий для впуска жидкости и правильного подбора диаметра погружной трубы (Рис. 6).

Для наружной трубы вместо стандартных нефтепромысловых труб можно использовать тонкостенную трубу. Диаметр наружной трубы должен быть больше или равен такому же наружному диаметру, как и у соединительной муфты. Стандартные трубы обычно толстостенные и высажены в местах муфтовых соединений. Такие условия снижают пропускную способность жидкости в трубах за счет уменьшения площади поперечного сечения между погружной трубой и наружной трубой. Использование тонкостенных труб с диаметром равным диаметру муфты увеличивает пространство между погружной трубой и наружной трубой. Это увеличивает объем жидкости за счет уменьшения скорости нисходящего потока жидкости в сепараторе.

Эффективность работы сепаратора можно повысить за счет использования больших впускных отверстий вместо перфорированных патрубков. При использовании стандартного перфорированного патрубка жидкость и газ поступают в сепаратор при движении поршня вверх, а газ выпускается из

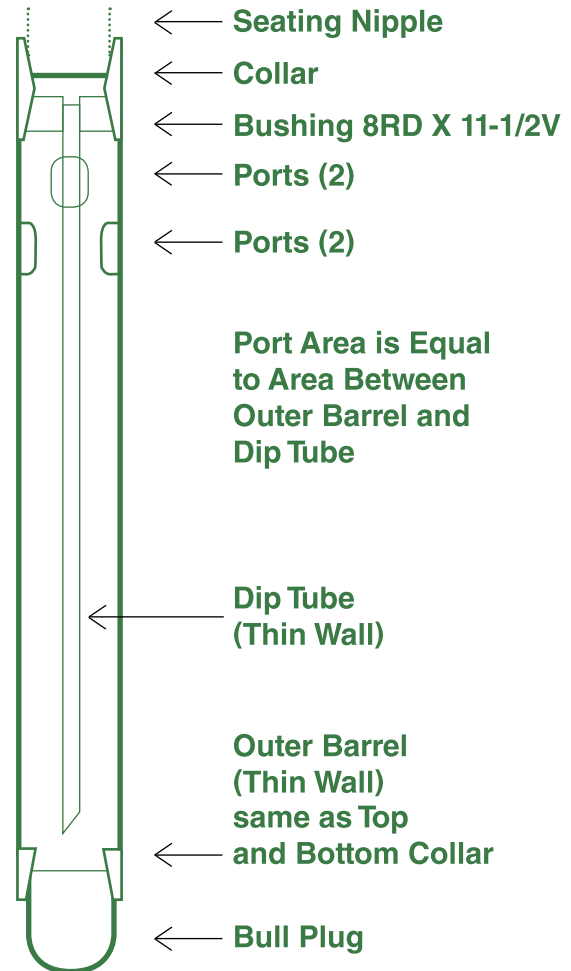


Fig. 6 Improved Gas Separators

The area must be sufficient to allow liquid to enter the separator by preventing mist flow.

The efficiency and capacity of a “poor boy” separator can be improved with several design modifications. These design modifications include using thin wall pipe, large fluid entry ports and properly sizing the dip tube (Fig. 6).

Thin wall pipe can be used instead of conventional oilfield tubing for the outer barrel. The outer barrel diameter should be greater than or equal to the same OD as the tubing collar. Conventional tubing generally has heavy walls and is upset at the collar connections. These conditions reduce the liquid capacity of the tubing by reducing the cross sectional area between the dip tube and the outer barrel. The use of collar-sized thin wall pipe results in a greater area between the dip tube and the outer barrel. This increases liquid capacity by reducing the downward liquid velocity in the separator.

The use of large fluid entry ports instead of a perforated sub improves the efficiency of the gas separator. When a conventional perforated sub is



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 |

сепаратора при движении поршня вниз. При этом эффективность работы сепаратора низкая, так как флюиды движутся в двух направлениях и проходят через те же самые перфорации. При использовании больших отверстий жидкость будет стекать в сепаратор как при ходе поршня вверх, так и вниз. Если используются большие впускные отверстия, то жидкость самотеком вытекает из затрубного пространства в газосепаратор. В сепаратор при этом поступает больше жидкости и меньше газа. Площадь каждого отверстия подбирается таким образом, чтобы она равнялась площади поверхности между погружной трубой и наружной трубой сепаратора.

■ Контроль производительности насоса

После устранения попадания газа в насос необходимо контролировать его производительность, чтобы подача насоса равнялась притоку жидкости из скважины. Производительность насоса регулируется четырьмя различными параметрами:

- 1) диаметром плунжера
- 2) длиной хода плунжера
- 3) скоростью отбора жидкости
- 4) ежедневным МПР

Замена насоса с неподходящим диаметром обычно не производится, главным образом потому, что это связано с расходами по подъему забойного оборудования. Простейший способ замены насоса - это изменить конфигурацию наземного оборудования, например, передвинуть шатун станка-качалки на другое отверстие в кривошипе, чтобы изменить длину хода плунжера насоса и наземного насосного оборудования. Еще одной стандартной методикой является контроль скорости с заменой шкива двигателя; минимальный диаметр шкива двигателя определяется диаметром вала двигателя и минимальным радиусом изгиба клинового ремня. Более дорогостоящим способом является установка дополнительного блока двух шкивов между шкивом двигателя и шкивом насоса, так называемого промежуточного вала, который снижает скорость отбора жидкости.

Помимо того, что с помощью промежуточного вала можно добиться соответствия производительности насоса притоку жидкости из скважины, можно также значительно уменьшить диаметр двигателя и прилично сэкономить на счетах за электроэнергию, когда эти счета основываются на установленной мощности двигателя в л.с. Наиболее дорогостоящий метод контроля скорости двигателя – это использование регулируемой скорости. Обычно стараются

used, liquid and gas flow into the separator on the upstroke and gas discharges from the separator on the downstroke. This results in low efficiency since fluids have to flow in two directions through the same perforations. When large ports are used, liquid will fall into the gas separator on both the upstroke and the downstroke. The large ports result in a gravity feed of the liquid from the casing annulus to the gas separator resulting in more liquid and less gas entering the separator. The area of each port is sized to be the same as the area between the dip tube and the outer barrel of the separator.

■ Controlling Pump Displacement

Once gas interference is eliminated, then the pump displacement should be controlled so pump capacity is equal to the well inflow. Adjustments of four different parameters can control pump displacement:

- 1) Plunger size,
- 2) Stroke length,
- 3) Pumping speed
- 4) Daily run time.

Changing out an improperly sized pump is usually not done, primarily due to the expense of pulling the downhole equipment. The simplest method to change the pump displacement is to make changes in the surface equipment configuration, such as moving the pitman arm to a different hole on the crank to change the surface and pump stroke lengths. The next most common technique is to control pumping speed by changing out the motor sheave; the minimum size for the motor sheave is determined by the motor shaft diameter and the minimum radius a v-belt can bend. A more expensive technique of installing an additional set of two sheave between the motor sheave and unit sheave, called a jackshaft, lowers pumping speed. In addition to matching pump capacity to the well's inflow with a jackshaft, the motor size can be significantly reduced and large savings in the power bill will be achieved when the power bill is based on the connected horsepower of the motor. The most expensive technique of controlling the motor speed is use of variable speed. This option is usually avoided due to the high equipment and installation cost. One disadvantage of all methods used to slow the pumping unit speed is fluid slippage through the plunger/barrel clearance of the pump can result in severe loss in efficiency. Changing speeds and pump sizes are more difficult to justify than controlling daily run time. Daily run times can be readily changed to match the pump capacity to the production potential of the well.

■ Optimizing Pump Run Time

The run time on a pumping system should be optimized only after achieving optimal mechanical performance and downhole gas separation in the

FROM CONCEPT TO COMPLETION: WE PROVIDE SOLUTIONS

Generon IGS was recently awarded the supply of an Instrument Air and Nitrogen Package Offshore the Gulf of Mexico to a major international oil company. This innovative design utilizes the Patented Generon Nitrogen Membranes in parallel with our Dehydration membranes. With a common dual inlet air filtration system, down time for maintenance is virtually eliminated. This design also reduces the space and weight requirements using conventional methods of providing instrument air form twin tower desiccant dryers. System reliability is greatly enhanced with this design allowing for a less costly system for not only operations but for installation as well.

THE SYSTEM FEATURES:

- Dual Rotary Screw Compressors (Duty and Stand-By)
- GENERON® Membrane Air Dehydration System with a rated output of 900 m³/h at -40°C atmospheric dew point
- GENERON® Membrane Nitrogen Generator with a design capacity of 100 m³/h at 97 Vol.% inert gas quality
- Nitrogen Booster Compressor to final pressure of 175 bar
- Electrical Rating: Class, Div. II, T3

For further information about
Generon's customized product offering
and applications pls. contact us at:

www.generon.com

or e-mail:

igs-russia@mail.ru



GENERON
INNOVATIVE GAS SYSTEMS

не использовать этот вариант из-за высоких затрат на оборудование и его установку. Одним из недостатков всех этих методов снижения скорости насоса-качалки является утечка жидкости через зазор плунжера/цилиндра насоса, что может привести к серьезной потере эффективности. Смену скоростей и диаметров насоса оправдать гораздо труднее, чем регулировать ежедневный межремонтный период его работы. Ежедневные МРП можно легко изменить для того, чтобы установить соответствие между производительностью насоса и потенциальным дебитом скважины.

■ Оптимизация межремонтного периода насоса

Оптимизировать МРП насосной системы необходимо только после того, как будет достигнута оптимальная работа механического оборудования и сепарация забойного газа в системе. Оптимизация МРП необходима для того, чтобы насос работал периодически и при этом производил отбор всей имеющейся жидкости из скважины. Это означает, что на забое скважины должно поддерживаться давление меньше пластового давления. Существует несколько устройств, с помощью которых можно контролировать межремонтный период насоса-качалки. К ним относятся контроллеры КОЖ, таймер интервалов времени и процентный таймер.

■ Контроллеры КОЖ

Контроллер отбора жидкости контролирует один или несколько параметров насосной системы и отключает ее, когда один из параметров превышает предельный уровень, установленный оператором. Контролируемые параметры могут включать уровень нагрузки насосных штанг и положения, уровень энергопотребления, скорость насосной установки и давление. Одной из стандартных функций контроллеров отбора является определение неполного заполнения насоса и отключение насосной системы. После отключения насоса на установленный период времени, контроллер обычно снова включает насосную систему. Этот цикл включения и выключения насоса повторяется в течение дня и в целом позволяет уменьшить общее время эксплуатации и эксплуатационные расходы без снижения уровней добываемых объемов. Контроллеры КОЖ более дорогостоящие, чем таймеры, и для контроля за их работой может потребоваться дополнительно квалифицированный обслуживающий персонал. Межремонтный период насоса должен составлять в общей сложности примерно 18 часов в день, чтобы избежать большого расхода энергии при увеличении числа ходов плунжера в минуту.

pumping system. The run time should be optimized to operate the pump periodically and still produce all available liquid from the well. This means the bottomhole pressure in the well should be maintained at low values compared to the reservoir pressure. Several devices exist which can be used to control the run time of a pumping unit. These devices include POC's, interval and percentage timers.

■ Pump Off Controllers

A pump off controller monitors one or more parameters of the pumping system and shuts down the pumping unit when one of the parameters exceeds a limit set by the operator. Parameters monitored to detect pump off can include polished rod load and position, electrical usage, pumping unit speed and pressures. One common use of pump off controllers is to detect incomplete pump fillage and then turn the pumping system off. The pump off controller usually starts the pumping system after a predetermined downtime. This off and on cycle is repeated throughout the day and generally reduces both operating time and operating expense without the loss of oil production. Pump off controllers are more expensive than timers and may require additional specialized personnel to monitor their operation. Run times should total ~ 18 hours/day to avoid fast energy consuming SPM operation.

■ Timers

Timers can also be used to control run time. Timers are inexpensive and simple to operate. A disadvantage of the timer is that the run time must be manually set. Another disadvantage of a timer is that the amount of run time will not change as the well's performance change. An efficient way to set the run time on a timer is through the use of a modern dynamometer, which calculates a pump dynamometer card showing pump fillage. The timer should be set to approximately operate the unit a percentage of time equal to the percentage of pump fillage that is observed when the pump is operated continuously. Periodic checks should be performed with a dynamometer and liquid level instrument to adjust run time as the well conditions change.

Two types of timers are commonly used in the oilfield. These are the interval timer and the percentage timer:

a) An interval timer controls the time intervals during which the pumping unit operates. Most interval timers have a 24-hour rotating disk with fifteen minute on and off tabs. Each fifteen-minute interval during 24 hours can be selected to correspond to either run time or down time. The interval timer is commonly used in the oilfield.

■ Таймеры

Для контроля продолжительности работы насоса можно также использовать таймеры. Они просты в эксплуатации и не требуют больших затрат. К недостатку таймеров можно отнести то, что время работы насоса приходится выставлять вручную. Еще один недостаток таймера заключается в том, что величина МРП не изменяется с изменением поведения скважины. Эффективным способом установки времени работы насоса на таймере является использование современного динамометра, который рассчитывает динамограмму насоса, показывающую его заполняемость. Таймер должен быть установлен так, чтобы процент времени работы насоса был примерно равен проценту заполнения насоса, что наблюдается при непрерывной работе насоса. Следует проводить периодические проверки с помощью динамометра и уровнемера для регулировки МРП при изменении скважинных условий.

На нефтепромыслах обычно используются два типа таймеров -это таймер интервала времени и процентный таймер:

a) Таймер интервала контролирует интервал времени, в течение которого работает насос. У большинства таймеров интервала имеется

b) A percentage timer controls the percent of time that the pumping unit operates during a time cycle. A typical cycle on a percentage time is fifteen minutes, so the percent run time in each fifteen-minute interval is controlled. A fifteen-minute percentage timer is the preferred timer for most oilfield use because generally it's proper use results in a lower electrical power cost.

■ Duration of Pump Cycle Down Time

Inflow performance, electric utility billing practices and equipment should be considered in determining the duration of the down time during a pump cycle.

Inflow performance relationships indicate that maximum fluid inflow from the reservoir occurs when the producing bottomhole pressure is less than 10% of the static reservoir pressure. This concept should be applied to timer and pump off controller operation. The downtime duration should be short enough that the producing bottomhole pressure does not increase to a value greater than 10% of the reservoir pressure while the pumping unit is shut down. The producing bottomhole pressure can be determined using a modern acoustic liquid level instrument. A common problem in managing wells is the lack of accurate reservoir pressure information. An inexpensive acoustic static bottomhole pressure test can be used

Fall Protection Experts

capital
SAFETY

Gravity Tested. Safety Approved.

Capital Safety, World Leader in Fall Protection Equipments, provides specific solutions for Oil & Gas working environments : from Upstream (Drilling rigs, Supply vessels, Platforms...) to Downstream (Transport, Refinery, Trailers,...). Through its leading brand names DBI-SALA and Protecta, Capital Safety has been on the forefront of fall protection innovation for more than 50 years to ensure that workers are safe and employers have confidence they are providing their employees with the best protection possible.

Wide range of training • Technical assistance • Customer services and bloc repair

Capital Safety Group EMEA

Tel : +33 (0)4 97 10 00 10 • Fax : +33 (0)4 93 08 79 70
www.capitalsafety.com • oilandgas@capitalsafety.com



вращающийся диск с разделенной на 24 часа шкалой и ярлычками “вкл.” и “выключ.” с интервалом 15 минут. Можно выбрать любой 15-минутный интервал в течение 24 часов, соответствующий времени работы или времени простоя. Таймер интервала повсеместно используется на нефтепромыслах.

b) Процентный таймер контролирует процент времени работы насосного агрегата в течение временного цикла. Продолжительность типового цикла времени, выраженная в процентах, составляет 15 минут, таким образом контролируется процентное время работы насоса в течение каждого 15- минутного интервала. Этот 15-процентный таймер предпочитают использовать на большинстве нефтепромыслов, поскольку при правильном использовании он позволяет снизить расходы на электроэнергию.

■ Продолжительность простоя насоса

При определении продолжительности простоя насоса при каждом цикле его работы необходимо учитывать характеристики притока в скважину, практику выставления счетов энергоснабжающей компании и оборудование. Взаимосвязи между забойным давлением в эксплуатируемой скважине и ее общим дебитом (IPR) указывают на то, что максимальный приток флюида из коллектора происходит тогда, когда забойное давление фонтанирования составляет менее 10 процентов от статического давления пласта. Этот принцип следует применить к работе таймера и контроллера КОЖ. Продолжительность простоя насоса должна быть достаточно короткой, чтобы забойное давление фонтанирования во время простоя насоса не увеличилось более, чем на 10 процентов от давления пласта. Забойное давление фонтанирования можно определить с помощью современного акустического уровнемера. Обычная проблема с которой сталкиваются при управлении скважинами – это отсутствие точных данных о давлении в пласте. Для определения пластового давления проводят недорогое акустическое испытание статического забойного давления. В общем, IPR указывает, что более короткие простои предпочтительнее долгих простоев, поскольку начальный приток флюида в ствол скважины происходит быстро, но замедляется по мере того как увеличивается время простоя. Также, более короткие интервалы простоя могут уменьшить межпластовые перетоки при добыче из нескольких горизонтов. На определение оптимального времени простоя также влияет практика, которой придерживаются энергоснабжающие компании при выставлении счетов. Плата за потребляемую мощность может составлять значительную часть счета за электроэнергию. Плата за объявленный максимум

to determine reservoir pressure. In general, inflow performance relationships will indicate that shorter downtimes are preferred over longer downtimes because initial inflow into the wellbore is rapid, but slows down as the downtime becomes extended.

Also shorter downtime intervals can reduce crossflow with multiple zones.

Electric utility billing practices influence the determination of optimal downtime. The demand charge may be a significant portion of the electric utility bill. The demand cost is based on the maximum power used during the billing interval. The power consumption is typically measured during each fifteen minute time period and the fifteen-minute interval with the greatest power consumption is used to calculate a demand charge, which is applied to the entire billing period. If the pump is not operated continuously then it can be advantageous to make the run time a percent of the fifteen-minute interval to reduce the demand cost.

Stopping and starting the motor once every fifteen-minute period generally affects the electricity bill less than one percent compared to longer cycles.

A shorter on/off cycle is preferred over a longer on/off cycle. The optimum on/off timer cycle would be where the run time and down time are percentages of a fifteen to thirty minute time period. The short cycles maintain a low average bottomhole pressure and can significantly reduce electric demand for wells on a single point meter.

■ Procedure to Install and Set Timers

All mechanical problems should be corrected prior to setting timers and pump off controllers. Any gas interference problems should be corrected through the use of proper gas handling techniques previously discussed. The well should then be operated continuously at normal producing conditions until the well stabilizes. A dynamometer should then be run to determine the pump fillage. Precise loads determined through the use of a quantitative calibrated load cell are not required to set the time cycle, but a qualitative load cell, such as a polished rod transducer will provide sufficient information to accurately determine pump fillage. A polished rod transducer is also easier and faster to install and does not affect the pump spacing. Once the percentage of pump fillage is determined from the pump dynamometer card, then the percent run time of the timer should be set. It may be advantageous to set the percent run time at a value of five to ten percent greater than the percent of the pump fillage. Once the timer is set, then proper operation should

нагрузки основывается на максимальной мощности, потребляемой в период выставления счета. Потребление энергии обычно измеряется в течение каждого 15-минутного периода времени, и 15-минутный интервал с наибольшим потреблением мощности используется для расчета платы за потребляемую мощность, которая применяется ко всему расчетному периоду. Если насос не эксплуатируется постоянно, тогда может быть выгоднее в целях снижения платы за объявленный максимум нагрузки, чтобы время работы насоса составляло процент от 15-минутного интервала. Пуск и остановка двигателя в течение каждого 15- минутного периода обычно обходится менее чем в один процент от счета за электроэнергию по сравнению с более длинными циклами. Более короткий цикл включения-отключения предпочтительнее длинного цикла включения-отключения. Оптимальным циклом таймера включ./выключ. будет такой, при котором время работы и простоя составляют проценты от 15-30 минутного периода. Короткие циклы поддерживают низкое среднее забойное давление и могут значительно уменьшить электрическую нагрузку для скважин с централизованным энергоснабжением.

be verified with a liquid level instrument and dynamometer. The pump dynagraphs should be measured and observed throughout the entire on/off cycle. The pump should remain full until near the end of the on cycle. If the pump is not full at the beginning of the on cycle, then there may be a mechanical or gas interference problem that should be solved prior to setting the run time. Other techniques exist to determine the percentage of run time.

■ Total Management of Sucker Rod Lifted Wells

To determine the existing system efficiency and to analyze the operating conditions of the sucker rod lift system, a production technician can undertake the complete survey including acquisition and field processing of the acoustic, dynamometer and motor power data in about 45 minutes per well.

The same measurements are used to define the well's productivity, the downhole pump performance, the downhole gas separator performance, the rod and beam unit loading, and the motor performance.

The well's production rate can be maximized and the operating costs minimized with this 45-minute well analysis

While at the well as the collected data is analyzed,

Increased Possibilities on Wireline



Logging in Open Hole

Operation

Performing a successful formation testing logging job offshore Norway. The job was carried out in an S-shaped well path above the reservoir section with a maximum inclination of 70°, which dropped to about 20° in the reservoir section where the logging job was done.

Well Parameters

Depth: 12,920 ft
Deviation: 70°
Dog leg: 7.89°/100 ft
Pressure points: 18

Equipment Used

Well Tractor®
Formation Tester

Achievements

Two days were saved compared to a pipe conveyed logging job; one day due to less time spent on the job and one day due to eliminating a cleaning operation after logging.

Additionally, the risk of lost circulation was reduced, which increased the probability of a good cement job since the open hole was exposed for a shorter time.

The Well Tractor®

The wireline Well Tractor® is optimized for pulling force and speed in conjunction with the down hole completion string. It is unique on the market as it is able to push large tool strings into the open hole and robust enough to withstand the shocks of perforation.

A key feature is the fail-safe function that prevents it from getting stuck in the wellbore. When the Well Tractor® is powered down, the arms and wheels retract automatically, providing a flush outside diameter surface.

Increased Efficiency

Operating costs are verifiably reduced when applying the Well Tractor®. Furthermore, it adds value to the well management by ensuring rapid returns on investments through enhanced oil recovery and certainty of execution. Additional benefits are lesser quantities of heavy equipment and less personnel required.

Welltec®

Порядок установки и настройки таймеров

Все механические неполадки должны быть устранены до установки таймеров и контроллеров КОЖ. Все проблемы, связанные с попаданием газа в насос, должны быть решены с помощью надлежащих способов удаления газа, которые были рассмотрены ранее. Скважина затем должна эксплуатироваться постоянно в нормальных условиях разработки, пока она не выйдет на стабильный режим работы. Затем в скважину опускается динамометр для определения степени заполнения насоса. Для установки времени цикла не требуются точные нагрузки, определенные калиброванным тензодатчиком для количественного анализа, но тензодатчик для качественного анализа, как например, датчик полированного штока насоса даст достаточную информацию для точного определения заполнения насоса. Тензодатчик полированного штока насоса можно легко и быстро установить, и он не влияет на расположение насоса.

Как только будет определен по динамограмме процент заполнения насоса, следом устанавливается процент времени работы таймера. Целесообразно установить процентное время работы таймера на величину 5-10 процентов выше, чем процент заполнения насоса. Когда таймер уже установлен, правильность его работы следует проверить уровнем или динамометром. Динамограммы насоса следует измерять и вести за ними наблюдение в течение всего цикла включения и выключения. Насос должен оставаться заполненным почти до конца цикла включения. Если в начале цикла включения насос полностью не заполнен, то возможно это связано с механической неисправностью или попаданием газа в насос, и эту проблему следует решить до установки времени работы таймера. Имеются и другие способы определения процента времени работы.

Общее управление скважинами с подъемом жидкости штанговыми глубинными насосами

Техник по добыче нефти и газа, с целью определения эффективности существующей системы и анализа условий эксплуатации системы подъема жидкости штанговыми глубинными насосами, может провести полное исследование, включая сбор и промышленную обработку акустических, динамометрических данных и данных мощности двигателя примерно за 45 минут на скважину. Эти же измерения используются для определения производительности скважины, работы забойного насоса, забойного газосепаратора, нагрузки штанг и станка-качалки и производительности двигателя. С помощью

the goal for the production technician should record any recommendations to fix any problems discovered in the analysis of the collected data. These notes recording the work necessary to fix a problem are called the production technician's work plan and the notes are called recommendations. When the recommended changes to the well are completed, new data should be collected in a few weeks once the well is operating under stabilized conditions. The production technician should re-read the recommendations from the previous analysis of the well's data and notice if the well performance has changes as planned. Following-up on recommendations is how production technicians learn from their successes and failures; and their role changes from a data collector to a well analyst and problem solver with the knowledge and skill to maintain high producing efficiency in all their SRP operations.

этого 45-минутного анализа работы скважины можно максимизировать дебит скважины и свести до минимума эксплуатационные затраты.

Этот технический специалист, находясь на скважине во время анализа собранной информации, должен поставить себе целью зафиксировать любые рекомендации по устранению проблем, обнаруженных в анализе собранных данных. Эти замечания с указанием работ, необходимых для устранения неполадок, носят название "план работ", а замечания называются "рекомендации". Когда все рекомендованные изменения на скважине будут завершены, новые данные должны быть собраны в течение нескольких недель, как только дебит скважины стабилизируется. Техник должен заново прочитать рекомендации предыдущего анализа скважинных данных и отметить, изменилось ли поведение скважины, как было запланировано. Только следя за выполнением рекомендаций, техники-эксплуатационники смогут извлечь опыт из своих успехов и неудач и поменять свою роль сборщиков информации на роль специалистов по скважинам, способных решать задачи и обладающих знаниями и опытом для поддержания высокой эффективности добычи при эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами.

Sectors Covered

- ✓ Oil & Gas
- ✓ Petrochemicals
- ✓ Power & Water
- ✓ Construction
- ✓ Mining

Information Provided

- ✓ Status
- ✓ Scope of Work
- ✓ Schedules
- ✓ Structure
- ✓ Key Personnel



One System - All The Information

Data Media Systems (DMS) provides concise, in depth information for companies looking for project related business opportunities within the Energy and Industrial sector in the Middle East, Africa, Caspian, Indian Sub Continent, Russia, China and the Far East. We currently track over 5000 projects from 50 countries in these areas and also provide information on project & facility owners for each country. In each project we provide information about:-

Status
Scope of Work
Schedules
Project Structure
Key Personnel

The sources of information for the programme come directly from the project owners, investors, and contractors. Primary sources are preferred to be used in our information.

The DMS database is an essential business tool for manufacturers of equipment as well as engineering and construction companies. It is also an invaluable data source for reference libraries, research institutes, publications, oil & gas portals and government export promotional institutions. With offices throughout the region we have developed a worldwide local network that allows us to provide this information quicker and more accurately than any trade journal.

The concept of DMS is to bring to you an integrated system that provides a cost effective solution for data knowledge and management, saving time, effort & expenditure in your marketing strategy.

Data Media Systems



Contact Us

Mohammed Loch
GSM: +973 3966 3848
Tel: +973 1740 5590
Fax: +973 1740 5591

sales@datamediasystems.net
www.DataMediaSystems.net