Газлифтная эксплуатация: **Последние достижения**

Клеон Данхэм, Ойлфилд Отомэйшн Консалтинг

Общая информация

За последние несколько лет о газлифтном методе эксплуатации скважин было написано немало, и добавить к этому что-либо существенное весьма непросто. В настоящей статье представлены современные достижения технологии газлифта и перспективные направления развития этого способа эксплуатации скважин.

Так ли безнадежно устарел газлифтный способ эксплуатации?

Еще несколько лет назад газлифтный способ эксплуатации считался безнадежно устаревшим. Его собирались полностью заменить на способ добычи с использованием электрических центробежных насосов (ЭЦН) или винтовых насосов. Этот способ механизированной добычи позволяет увеличить дебит скважины, эксплуатировать скважину при более низких уровнях давления на забое и, таким образом, увеличить суммарный отбор из скважины или вести добычу более тяжелых жидкостей.

Однако слухи о “скоропостижной смерти” газлифтного способа оказались сильно преувеличенными. Было отложено или прекращено несколько проектов по переводу скважин с газлифтного на другие способы эксплуатации в связи с проблемами, возникшими при откачке жидкостей с большим содержанием газа, твердых частиц, и т.п. А все дело в том, что газлифтный способ совсем не является безнадежно устаревшим. Как показывает практика, он вполне жизнеспособен, и весьма успешно применяется там, где раньше считался неэффективным.

В каких случаях применение газлифтного способа наиболее эффективно

Газлифтный способ эксплуатации наиболее эффективен в тех случаях, когда возникают проблемы при использовании других методов механизированной добычи:

- **Добыча жидкости с большим содержанием газа.** Даже учитывая последние усовершенствования насосных систем, позволяющие отбирать жидкость с повышенным содержанием газа, бесспорным является тот факт, что наличие газа создает проблемы для работы скважинных насосов, и в то же время является преимуществом при использовании газлифтного метода.

- **Наличие песка.** Несмотря на вносимые в насосные системы усовершенствования для возможности откачки жидкости с повышенным содержанием песка, продолжают возникать различные проблемы в их работе. Поскольку газлифтное оборудование не находится на пути потока скважинной жидкости, присутствие в этой жидкости песка и твердых частиц не оказывает на это оборудование негативного воздействия, и его можно использовать для добычи жидкости с повышенным содержанием песка, если концентрация последнего не является чрезмерно высокой.

- **Наклонные скважины.** При большом искривлении ствола скважины могут возникнуть проблемы с установкой и эксплуатацией насосных систем. Газлифтные системы могут с успехом применяться в скважинах с углом отклонения от вертикали до 70°. Такой угол наклона является максимальным для работы канатной лебедки, с помощью которой устанавливается газлифтное оборудование.

- **Морская добыча.** На многих морских и некоторых наземных добывающих комплексах возможность установки дополнительного оборудования на устье весьма ограничена из-за отсутствия необходимого для него места. Одним из преимуществ газлифтных систем является то, что для их установки и эксплуатации требуется очень незначительное пространство на устье. И если на добывающем комплексе используется

Gas-Lift: **The State-of-the-Art**

Cleon Dunham, Oilfield Automation Consulting

Introduction

Much has been written about gas-lift in the past few years, so it is difficult to add new information. The purpose of this section is to present the current state-of-the-art of gas-lift and to suggest some future directions that are “on the drawing boards.”

Is Gas-Lift a Dying Practice?

A few years ago, many people suggested that gas-lift was a dying practice. Plans were underway to replace it by electrical submersible pumping or progressing cavity pumping. These methods of artificial lift could potentially produce more fluids, achieve lower operating bottom-hole pressures (and thus higher ultimate recoveries), or handle heavier fluids.

However, announcements of gas-lift’s demise were premature. Several of the “conversion” projects have been delayed or cancelled due to problems with pumping gassy fluids, handling solids, etc. So, the simple matter is that gas-lift is not a dying practice; it is alive and well and being used for new applications that were previously thought to be impractical.

Applications for Which Gas-Lift is Especially Well Suited

Gas-lift is especially well suited for a number of applications where other methods of artificial lift have problems:

- **Gassy production.** Even though advancements have been made in the abilities of pumping systems to handle gas, it is still true that gas creates problems for pumping systems, while gas-lift benefits from the presence of gas.

- **Solids.** Improvements are also being made in the abilities of pumping systems to handle solids, but here too there are problems. Since gas-lift equipment is not in the main production stream, it is not adversely affected by the presence of solids and can be used to produce “sandy” fluids, as long as the concentration of solids is not too high.

- **Deviated wells.** If wells are highly deviated, there can be problems installing and operating pumping systems. Gas—lift has no problem with deviated wells as long as the angle of deviation is not greater than about 70° from vertical. This is the practical limit of wire line operations to install gas-lift equipment.

- **Offshore.** In many offshore and some onshore locations, there is limited space near the wellhead to install equipment. An advantage of gas-lift is that it requires a very small footprint near the wellhead. If a compressor is required for gas export anyway, it can often also be used for gas-lift, so additional equipment can be very modest.

- **Subsea.** All subsea completions present challenges in installation, operating, and maintenance. However, if gas-lift injection pressures are sufficient to support a single point of gas injection, use of gas-lift valves can be avoided and gas can be injected through an orifice. In this case, gas-lift can be a highly reliable means for artificially lifting subsea wells.

- **Backup for pumping.** In some cases, electrical submersible pumps are installed to achieve high production rates and low operating bottom-hole pressures. However, if an ESP fails, especially in offshore or subsea environments, it may take a long time to organize a work over. In many of these installations, gas-lift is used as a backup to keep the well on production until a work over can be scheduled to replace the ESP.

- **Low pressure, gassy wells.** One common criticism of continuous gas-lift is that it can’t achieve low operating bottom-hole pressures. However, when reservoir pressures are low, or the inflow productivity it poor, and the production is gassy, intermittent gas-lift may be an excellent alternative to pumping. New information on intermittent gas-lift can be found in API RP 11V10. This is a new API document, still being drafted, for design, operation, and optimization of intermittent

компрессор для перекачки газа, он так же зачастую может применяться для газлифтной добычи. При этом, количество необходимого дополнительного оборудования будет очень незначительно.

• **Добывающие комплексы с подводными устьями.** Монтаж, эксплуатация и обслуживание оборудования подводных добывающих комплексов является непростой задачей. Однако, если уровень давления нагнетания газлифтной системы достаточен для обеспечения централизованного нагнетания газа, можно обойтись без установки газлифтных клапанов, а закачку газа производить через нагнетательную воронку. В этом случае, применение газлифта может стать надежным и эффективным способом механизированной добычи из скважин с подводным устьем.

• **Резервный способ эксплуатации.** В некоторых случаях, для увеличения дебита скважин или возможности вести добычу при низких давлениях на забое в скважину спускают ЭЦНы. Однако, при выходе ЭЦН из строя, особенно в условиях эксплуатации морских скважин с обычным или подводным добывающим комплексом, выполнение ремонтных работ может занять продолжительное время. В этих случаях, газлифт используется как резервный способ эксплуатации на период ремонта или замены ЭЦН.

• **Скважины с низким давлением и большим газосодержанием.** Одним из часто упоминаемых недостатков непрерывной газлифтной эксплуатации является невозможность добычи при низком уровне давления на забое. Однако, при низких пластовых давлениях или слабом притоке жидкости в скважину, а так же повышенном содержании газа в добываемой жидкости периодическая газлифтная откачка может стать прекрасной альтернативой механизированной насосной добыче. Информация по новой методике периодического газлифта приводится в

gas-lift. The draft can be found on www.alrdc.com/techcom/index.htm.

• **Dual wells.** Many wells are completed with two (or even sometimes more) tubing strings in the same wellbore. This is done for several reasons; perhaps the primary one being to complete two or more productive intervals with one wellbore and thus save drilling costs. Producing dual wells with pumps is very challenging. It is also difficult with gas-lift, but is possible. Current recommended practices for dual gas-lift are being developed in API RP, 11V9. See http://www.alrdc.com/techcom/index.htm.

Typical Gas-Lift Problems

There are three primary objectives in gas-lift. In order of importance, they are: lift as deep as possible, lift as steady as possible, lift as optimally as possible. There are several typical gas-lift problems. Each of these can significantly reduce the efficiency and effectiveness of production by gas-lift, but most of them can be overcome by using appropriate gas-lift surveillance and automation/optimization techniques. A detailed discussion of these problems can be found in API RP 11V5. Currently, this RP is being updated. The current draft version can be found on http://www.alrdc.com/techcom/index.htm.

• **Under injection.** In many fields, gas for injection into gas-lift wells is a scarce commodity. In these cases, some wells, and perhaps many wells, may be under injected. This can lead to several problems including under production, heading or instability, etc. Recommended practices to overcome under injection are:

- Provide a way to control the rate of gas injection, using a control valves or a gas-lift automation system. This will prevent inadvertent under injection in all of the wells.
- Know the performance of each gas-lift well and assure that the “good” wells obtain the desired amount of gas. Let the “poor” wells suffer, if they must.
- Consider converting some of the poorer wells to intermittent gas-lift, or pumping, if this becomes necessary to conserve gas.

спецификации API 11V10. Эта спецификация представлена пока в предварительном варианте, и описывает подготовку, внедрение и оптимизацию периодического газлифта. С предварительным вариантом спецификации можно ознакомиться по адресу www.alrdc.com/techcom/index.htm.

• **Скважины с одновременной эксплуатацией двух горизонтов**. Заканчивание многих скважин производится спуском двух (а иногда и более) колонн НКТ в один ствол. Это делается по нескольким причинам, главной из которых, видимо, является возможность эксплуатации двух или более горизонтов, вскрытых одним стволом для снижения расходов на бурение. Эксплуатация двух или более горизонтов в одноствольных скважинах с использованием насосов является весьма сложной задачей. Обеспечить газлифтную эксплуатацию таких скважин тоже непросто, но вполне возможно. Информация по использованию газлифта для эксплуатации двух или более горизонтов, вскрытых одноствольной скважиной, приведена в спецификации API RP, 11V9. См.www.alrdc.com/techcom/index.htm.

Стандартные проблемы при использовании газлифтной эксплуатации

Для эффективной газлифтной эксплуатации необходимо достичь трех основных целей. Вот они в порядке важности: максимально возможная глубина закачки газа, максимальная стабильность потока и максимальная эффективность отбора жидкости. При газлифтной эксплуатации существует несколько стандартных проблем. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности газлифтной эксплуатации. Но большинство этих проблем могут быть устранены использованием соответствующих методик мониторинга, автоматизации и оптимизации газлифтной эксплуатации. Детальная информация по указанным проблемам приведена в спецификации API RP 11V5. В настоящее время в спецификацию вносятся необходимые изменения и дополнения. С предварительным вариантом спецификации можно ознакомиться по адресу www.alrdc.com/techcom/index.htm.

• **Недостаточный уровень закачки газа.** На многих месторождениях весьма ограничены имеющиеся объемы газа для использования при газлифтной эксплуатации. В это случае, уровень закачки газа в некоторые скважины, число которых иногда довольно значительно, может быть недостаточным. Это может привести к серьезным проблемам, например, заниженному отбору, неустойчивому потоку жидкости и т.п. Для устранения проблемы недостаточного уровня закачки газа рекомендуется применять следующие методики:

- Обеспечить регулирование уровня нагнетания газа с помощью регулирующих клапанов или системы автоматического регулирования газлифтной эксплуатации. Это предотвратит случайное возникновения недостаточного уровня закачки газа на всех скважинах.
- Отслеживать дебит каждой скважины с газлифтной эксплуатацией и обеспечивать необходимый уровень закачки газа для скважин с хорошим дебитом. Пусть лучше снизится добыча малодебитных скважин чем высокодебитных.
- Рассмотреть возможность перевода некоторых малодебитных скважин на периодический газлифт или насосную откачку, если это необходимо для экономии газа.

• **Чрезмерный уровень закачки газа.** На некоторых месторождениях картина обратная: имеются избыточные объемы газа. Здесь существует тенденция к закачке чрезмерного объема газа на том основании, что если мол закачка некоторого объема газа - это хорошо, то закачка большего объема - еще лучше. Чрезмерный уровень закачки газа может привести к возникновению очень нестабильного потока отбираемой жидкости и значительному снижению эффективности данного способа эксплуатации. Для устранения проблемы чрезмерного уровня закачки газа рекомендуется использовать следующие методики:

- Иметь точную информацию об оптимальном уровне закачки газа при газлифтной эксплуатации для каждой конкретной скважины и обеспечить регулирование закачиваемого объема

• **Over injection.** Conversely, in some fields there is an abundance of gas. Here, the tendency is to over inject the wells on the thinking that is some gas is good, more must be better. Over injection can lead to sever heading (instability) and can be very uneconomical. Recommended practices to overcome over injection are:

- Know the optimum gas-lift injection rate into each well and control the rate to not exceed this amount.
- Use control valves or a gas-lift automation system to assure that each well is kept at its optimum rate at all times, and not over injected.
- If excess gas is available, there is usually a market to sell it. Or possibly other wells can be converted to gas-lift.

• **Lifting shallow.** The first objective listed above is to inject gas as deep as possible. It is never better to inject gas from a shallow depth. This will result in lower production at higher gas-lift injection rates. Shallow injection can occur due to leaks in the tubing or mandrels, valves that are hung open, under injection from the surface, or upper valves that are periodically open due to pressure fluctuations. Recommended practices to overcome lifting too shallow are:

- Provide a good surveillance system, using two or three pen charts, or a gas-lift automation system, to continuously check for shallow injection. This can usually be detected by too low injection pressure, too low production rate, etc.
- If necessary, confirm the too shallow injection by running a flowing pressure survey, CO_2 survey (see below), etc.
- If too shallow injection is detected, determine the cause of the problem and fix it. It is never a good idea to allow this problem is persist.

• **Heading or instability.** Pressure heading or instability is a common problem in many gas-lift wells. It is never better to allow instability in a gas-lift well than to have stable injection and production. Instability can be caused by several conditions, including leaks, under injection, over injection, in appropriate injection pressure, incorrectly set gas-lift valves, etc. The most common cause is an oversized port, choke, or orifice on a gas-lift injection valve or orifice. Recommended practices to overcome heading or instability are:

- Provide a good surveillance system, using two or three pen charts, or a gas-lift automation system, to continuously check for heading or instability.
- When this occurs, diagnose the cause(s) of the problem.
- Sometimes heading or instability can be corrected by adjusting the gas-lift injection rate or pressure.
- If this doesn't work, it may be necessary to pull and resize the operating gas-lift valve or orifice, or change an upper unloading valve.
- If the instability is caused by a leak, it is necessary to fix the leak.

• **System upsets.** Most gas-lift wells do not operate alone; they are part of a system. If there is an upset in the system (compressor stopping or restarting, production station stopping or restarting, big well changing, etc.), this can affect other wells in the system. It can sometimes cause other wells to be at least temporarily under injected, over injected, or forced to go unstable. If a system is operated manually, there may be no good way to react to temporary system upsets. Of course, if a compressor is going to be out of service for an extended period, this can be accounted for by adjusting the injection rates into the wells. If a system is operated automatically, with a gas-lift automation system, the system can be designed to automatically respond to a system upset.
It can keep the "good" wells at their desired rate and reduce the rate into poor wells or turn the gas to them off altogether if necessary.

• **Others.** Many other problems can occur in a gas-lift system. Examples include problems with surface measurements, surface controllers, the source of gas, plugging of lines, upsets in the production station, etc. API RP 11V5 covers many of these problems and suggests possible solutions.

Recent Gas-Lift Advances

To help meet the challenges of needing to use gas-lift in ever more difficult environments, several recent advances have been made in gas-lift equipment and practices.

• **New gas-lift mandrel.** Weatherford's SBRO-DVX side-pocket gas-lift mandrel features (patent pending) unique dual pocket

для предотвращения избыточной закачки.
- Использовать регулирующий клапан или систему автоматизации газлифтной эксплуатации для обеспечения постоянного оптимального уровня закачки газа для каждой скважины и предотвращения закачки чрезмерного объема газа.
- Образующиеся излишки газа обычно могут быть реализованы. Или же их можно использовать для закачки в другие скважины которые переводятся на газлифтный способ эксплуатации.

• **Небольшая глубина закачки газа.** Первой из указанных выше целей для достижения эффективной газлифтной эксплуатации является закачка газа на максимально возможную глубину. Закачка на небольшую глубину снижает эффективность данного способа добычи. Она приведет к снижению дебита скважины и увеличению уровня закачки газа. Небольшая глубина закачки газа может быть вызвана утечками в НКТ или оправке для съемного клапана, наличием оставшихся открытыми при закачке с устья клапанов, или периодическим открыванием верхних клапанов из-за колебания давления. Для устранения проблемы небольшой глубины закачки газа рекомендуется использовать следующие методики:
- Обеспечить надежную систему мониторинга с использованием двух- или трехперьевых диаграммных самописцев, или систему автоматизации газлифтной эксплуатации, для непрерывной проверки отсутствия небольшой глубины закачки. Признаками небольшой глубины закачки газа являются низкое давление закачки, слишком низкий дебит, и т.п.
- При необходимости следует выполнить проверку наличия слишком малой глубины закачки с помощью измерения давления отбора жидкости, уровня CO_2 (см. ниже) и т.п.
- Если слишком небольшая глубина закачки подтвердилась, необходимо установить причину и устранить ее. Не следует оставлять эту проблему неразрешенной.

• **Пульсация и нестабильность потока.** Пульсация и нестабильность давления и потока отбираемой жидкости является типичной проблемой на большинстве скважин с газлифтом. Стабильность закачки газа и отбора нефти, бесспорно, являются важными факторами достижения эффективности газлифтного способа эксплуатации. Нестабильность может быть вызвана различными причинами, включая утечки, недостаточный уровень закачки газа, чрезмерно высокий уровень закачки газа, несоответствие уровня давления закачки, неправильную установку газлифтных клапанов и т.п. Наиболее частой причиной является слишком большой диаметр выходного отверстия, штуцера или воронки в газлифтном нагнетательном клапане. Для устранения проблемы пульсации или нестабильности потока рекомендуется использовать следующие методики:
- Обеспечить надежную систему мониторинга с использованием двух- или трехперьевых диаграммных самописцев, или систему автоматизации газлифтной эксплуатации, для непрерывной проверки отсутствия пульсации или нестабильности потока.
- В случае обнаружения пульсации или нестабильности потока необходимо установить причину возникновения этой проблемы.
- Иногда пульсацию или нестабильность потока можно устранить регулированием уровня закачки или давления нагнетаемого газа.
- Если это не помогло, может потребоваться подъем газлифтного клапана или воронки и изменение их проходного диаметра, либо замена верхнего разгрузочного клапана.
- Если нестабильность потока вызвана утечкой, последнюю необходимо устранить.

• **Нарушения в работе системы эксплуатации скважин.** Большинство скважин с газлифтным отбором эксплуатируются как часть единой системы. Сбой или нарушение в работе системы (остановка или перезапуск компрессора, остановка или перезапуск эксплуатационного комплекса и т.п.) могут негативно отразиться на работе других скважин, являющихся частью этой системы. Например, на других скважинах уровень закачки газа иногда может стать недостаточным или, наоборот, чрезмерным, либо отбор жидкости может стать нестабильным. При использовании ручного управления системой среагировать должным образом на возникший сбой в ее работе бывает ▸▸

communication channels that, when equipped with external back-flow check assemblies, prevent well fluids from entering the casing annulus through gas-lift valves or empty pockets. The mandrel provides the ability to encompass multiple barriers to protect the casing annulus from being exposed to corrosive fluids and pressure during the operation. In addition communication is prevented during valve change-out activities, thus eliminating the repetitive annular fluid unloading and resulting in longer valve life and quicker production recovery. The mandrel is designed to accept existing industry standard gas-lift valves and latches for maximum flexibility. It is available is 2-3/8" to 7" sizes in a variety of materials for high pressure and corrosive environments.

• **Surveillance with CO_2 tracer.** AppSmiths, Inc. (ASI) offers a new gas-lift surveillance tool called a CO_2 tracer survey. A "slug" of CO_2 is injected with the gas-lift injection gas. The time required for it to travel down the casing/tubing annulus and back up the tubing string is indicative of the depth(s) of injection. This can be used to determine the operating gas-lift valve(s) and can give an indication if there is a leak in the tubing or an upper gas-lift valve or mandrel. The plot below shows the well lifting from valve #4.

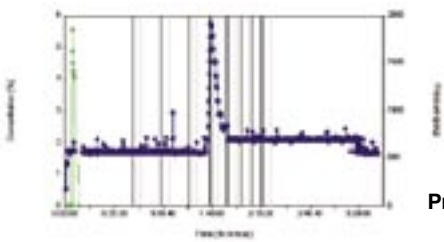


Рисунок 1

• **Gas-lift standards.** For years, the Gas-Lift Industry standard for gas-lift mandrels and valves has been API 11V1. This document is now being replaced by a new series of standards from the International Standards Organization (ISO). ISO 17078-1 is the new standard for gas-lift mandrels. It is complete and has been published by ISO. ISO 17078-2 is the new standard for flow control devices (gas-lift valves and related equipment). It is in the final stages of international approval and should be published in 2006. ISO 17078-3 is the new standard for running, pulling, and kick-over tools, and latches. It has been drafted and is now starting the international review process. These documents are intended to provide standards by which equipment quality can be assured.

• **Gas-lift design software.** Industry gas-lift design software packages continue to be enhanced. Current leading programs include "Prosper" by Petroleum Experts, "WellFlo" by Edinburgh Petroleum Services (owned by Weatherford), "PipeSim" by Baker Jardine (owned by Schlumberger), and "WinGLUE" by Shell International Exploration Production (manufactured and distributed by AppSmiths, Inc. Information and often trial runs on these programs can be obtained by contacting the companies directly.

• **Gas-lift design with gas-lift valve models.** For years, the Thornhill Craver model has been used to estimate the gas flow though chokes. It is also relatively accurate in estimating flow through gas-lift orifices. However, it is not accurate for estimating gas flow rates through gas-lift valves. This is primarily due to the throttling nature of valves. Several years ago, several companies in the Industry created the Valve Performance Clearinghouse (VPC), a joint venture organization to conduct flow tests and develop accurate models of gas-lift valve performance. For example, see the significant difference between the Thornhill Craver prediction [green line] and the estimate based on the valve model in the plot on the right. Currently, gas-lift valve models developed by the VPC are being used in at least some of the commercially available gas-lift design and surveillance software programs. ▸▸

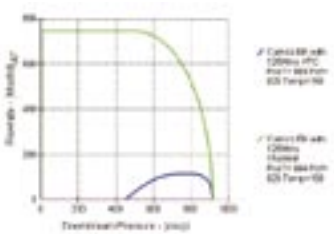


Рисунок 2

затруднительно. Конечно, вывод компрессора из эксплуатации на достаточно продолжительное время может быть компенсирован корректировкой уровня закачки газа в скважины. Однако, при наличии автоматического режима управления системой газлифтной эксплуатации, можно настроить систему для автоматического реагирования на возникшее нарушение в ее работе. При этом, может поддерживаться необходимый уровень закачки газа в скважины с хорошим дебитом и снижаться уровень закачки в скважины с низким дебитом. При необходимости, подача газа в низкодебитные скважины может быть совсем прекращена.

• **Другие возможные проблемы.** При использовании газлифтного способа эксплуатации могут возникать также и другие проблемы. В качестве примеров можно привести проблемы с замерным оборудованием на устье, устьевыми регуляторами, источниками газа для закачки, закупориванием линий обвязки, нарушения в работе эксплуатационного комплекса и т.п. Большинство из вышеуказанных проблем и возможных способов их устранения описаны в спецификации API RP 11V5.

Последние достижения и усовершенствования технологии газлифтной эксплуатации

Последние усовершенствования газлифтного оборудования и методик газлифтной эксплуатации направлены на обеспечение возможности эффективного использования газлифтного способа добычи нефти во все более сложных условиях.

• **Новая газлифтная оправка.** Боковая газлифтная оправка SBRO-DVX фирмы Везерфорд имеет специально разработанную уникальную конструкцию с двумя карманами с проходными каналами. Будучи оснащенным обратными клапанами наружного противотока, она обеспечивает предотвращение попадания скважинной жидкости в затруб через газлифтные клапаны или пустые карманы. Оправка обеспечивает наличие множества барьеров для защиты затруба от попадания коррозийных скважинных жидкостей и воздействия давления. Кроме того, она позволяет предотвратить переток жидкости при замене клапанов, устраняя, таким образом, необходимость периодической разгрузки затруба, а так же обеспечивая увеличение срока службы клапана и повышение скорости отбора нефти. Конструкция оправки позволяет устанавливать серийно выпускаемые газлифтные клапаны стандартных размеров и оборудована фиксатором, обеспечивающим максимальную гибкость. Имеются оправки от 2-3/8 до 7 дюймов, изготовленные из различных материалов для эксплуатации в условиях высокого давления и наличия коррозионных сред.

• **Определение глубины закачки с помощью индикатора CO_2.** Компания AppSmiths, Inc. (ASI) предлагает новое средство мониторинга газлифтной эксплуатации, которое получило название “Определитель глубины закачки с помощью индикатора CO_2.“ Порция CO_2 закачивается вместе с газом, нагнетаемым в скважину для газлифтной эксплуатации. Время, необходимое для прохождения порции CO_2 вниз через затруб между НКТ и эксплуатационной колонной и обратно наверх до устья через НКТ, отражает глубину(ы) нагнетания (закачки) газа. Результаты замера могут быть использованы для определения работающего(их) газлифтного(ых) клапана(ов), а также могут указывать на наличие утечек в колонне НКТ или на верхнем газлифтном клапане или оправке. На графике справа показан отбор жидкости с уровня клапана № 4. **Рис. 1**

• **Стандарты на газлифтное оборудование.** В течение многих лет API 11V1 был отраслевым стандартом на газлифтные оправки и клапаны. В настоящее время идет процесс замены этого документа новой серией стандартов, разработанных в рамках Международной организации по стандартизации (ISO). ISO 17078-1 является новым стандартом на газлифтные оправки. Данный стандарт является полным, и уже был опубликован ISO. ISO 17078-2 является новым стандартом на устройства для регулирования дебита (газлифтные клапаны и сопутствующее оборудование). Этот стандарт сейчас проходит последнюю стадию согласования на международном уровне и должен быть

• **Gas-lift valve testing.** Many fields re-install used gas-lift valves. In some cases, upward of 25% of installed valves have problems such as leaks, unexpected opening or closing pressures, insufficient valve stem travel, incorrect set pressures, etc. A Gas-Lift Valve, Automatic Validation Tester (GLV-AVT), is offered by Decker Technology. Each gas-lift valve can be tested before it is installed and again when it is pulled. Valves that are not “up to speck” can be rejected, thus avoiding premature failures. Each test only requires a few minutes and determines: opening pressure, closing pressure, load rate, stem travel, stem/seat leak rate, back-check leak rate, and the valve’s Av/Ab ratio.

• **Using chokes in unloading gas-lift valves.** For years, some companies have used chokes in unloading gas-lift valves, mounted downstream of the valve port, to assist with the unloading process. A majority of the pressure drop through the valve is taken across the choke. This helps hold the valve fully open during the unloading process, thus minimizing the effects of throttling. Basically, the design-unloading rate can be injected through each unloading valve as long as it is open, thus assisting in efficient unloading. Since most of the pressure drop is taken across the choke, this helps protect the valve ball and seat from erosion damage. Also, since the design flow rate can be adjusted by selection of choke size, one standard gas-lift valve port size can be used in a given field, thus helping with the inventory control costs and problems. The graph on below left shows the gas rate through a choked unloading valve compared with the rate though an un-choked, throttling valve. It is interesting that more gas passes through the choked valve. This is because the valve stem is held off of the set and not allowed to throttle closed. The schematic below right illustrates how this concept works.

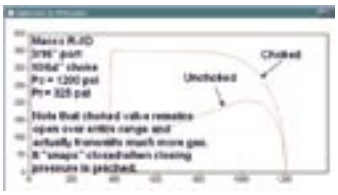


Рисунок 3

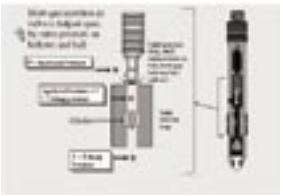


Рисунок 4

• **Full field optimization.** ReO, by eProduction Solutions in Houston, Texas, USA, is a full-field optimization program which, in addition to modeling the surface gathering system, provides detailed modeling of separators, compressors, gas injection lines, downhole gas-lift valves, and wells. This provides the gas-lift engineer with the ability to perform rigorous closed-loop optimization of the gas-lift system.

• **Web-based gas-lift software program.** A program called i-DO, also offered by eProduction Solutions, is a web-based software program which links with engineering applications such as ReO and WellFlo (a gas-lift design program) to integrate with real-time data and allow multiple users to work collaboratively in an online environment.

• **Real-time gas-lift surveillance and optimization.** Shell Global Solutions (SGS) and AppSmiths, Inc. (ASI), both based in Houston, Texas, USA, offer a combined package for real-time analysis of gas-lift problems and optimization of gas-lift operations. The SGS Fieldware program is a real-time SCADA package that can monitor and control gas-lift wells and systems. When a problem is detected, a plot of injection pressure, production pressure, and injection rate vs. time can be captured (plot below left) and electronically transmitted to the ASI WinGLUE gas-lift design and surveillance program. WinGLUE can analyze this data to “look down hole” and interpret which valve(s) the well is lifting from as the well cycles or demonstrates other problems over time (plot below right). WinGLUE can also determine the optimum gas-lift injection rates into a group of gas-lift wells. It can transmit this electronically to Fieldware, where it can be implemented whenever the injection rates into the wells need to be changed to optimize injection, keep the system in balance, etc.

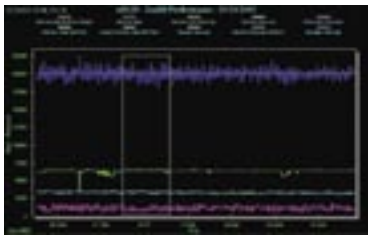
опубликован в 2006 г. ISO 17078-3 является новым стандартом на инструменты для спуска, установки и извлечения газлифтных клапанов, а также на фиксирующие устройства. Уже подготовлен черновой вариант стандарта, который в ближайшее время будет проходить этап согласования на международном уровне. Все упомянутые документы устанавливают стандарты качества для вышеуказанного оборудования.

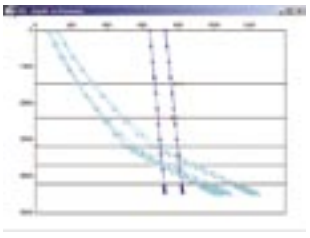
• **ПО для проектирования газлифтных систем.** Продолжаются работы по совершенствованию ПО для проектирования газлифтных систем. Среди наиболее известных программ – "Prosper" от Petroleum Experts, "WellFlo" от Edinburgh Petroleum Services (подразделение Weatherford), "PipeSim" от Baker Jardine (подразделение Schlumberger) и "WinGLUE" от Shell International Exploration Production (программа производится и распространяется компанией AppSmiths, Inc). Для получения информации о конкретной программе и возможности ее тестирования необходимо обращаться напрямую в вышеуказанные компании.

• **Проектирование газлифтных систем с помощью моделирования работы газлифтных клапанов.** В течение многих лет для расчета газового потока через штуцеры использовалась модель Торнхилл Крэйвера (Thornhill Craver). Данная модель также обеспечивает довольно точный расчет потока через каналы с регулируемым сечением. Однако, она не позволяет точно рассчитать расход газа через газлифтные клапаны. Главным образом из-за функции клапанов, обеспечивающей регулирование расхода. Несколько лет назад группой работающих в отрасли компаний была создана совместная организация Valve Performance Clearinghouse (VPC) для измерений потока и разработки точных моделей работы газлифтных клапанов. (В качестве примера на диаграмме справа показана значительная разница между прогнозом по методу Торнхилл Крэйвера [зеленая линия] и расчетной оценкой на основе модели работы клапана). В настоящее время, разрабатываемые VPC модели работы газлифтных клапанов используются, по крайней мере, в нескольких серийно выпускаемых конфигурациях газлифтных систем и мониторинговом ПО. **Рис. 2**

• **Диагностика газлифтных клапанов.** На многих месторождениях газлифтные клапаны используются повторно. В некоторых случаях до 25% установленных клапанов могут иметь такие проблемы, как протечки, неожиданно возникающее давления открытия или закрытия, недостаточный ход штока, неправильно установленные уровни давления и т.п. Фирма Декер Технолоджи (Decker Technology) предлагает показанный на фото справа прибор GLV-AVT для технической диагностики газлифтных клапанов. Прибор позволяет проводить диагностический контроль газлифтных клапанов перед их установкой, и после извлечения. Благодаря такой диагностике, можно отбраковывать клапаны, параметры которых не соответствуют ТУ, для того чтобы избежать их преждевременного отказа. Каждый вид диагностического контроля занимает всего несколько минут и позволяет определить: уровни давления открытия и закрытия, максимально допустимую нагрузку, длину хода штока, уровень протечки на штоке и седле, уровень обратной протечки, а также уровень отношения закрытия клапана.

• **Использование штуцеров для разгрузки газлифтных клапанов.** В течение многих лет некоторые компании применяли штуцеры для разгрузки газлифтных клапанов, устанавливая его за клапанным каналом. Основной перепад давления на клапане происходит на штуцере. Благодаря этому клапан остается полностью открытым в процессе разгрузки, за счет чего снижается до минимума эффект дросселирования. В принципе, расчетная скорость разгрузки может быть обеспечена нагнетанием через каждый разгрузочный клапан, если он находится в открытом положении, что способствует эффективной разгрузке. Поскольку большая часть перепада давления приходится на штуцер, обеспечивается хорошая защита шара и седла клапана от эрозионного воздействия. Кроме того, благодаря возможности регулирования расхода ▸▸

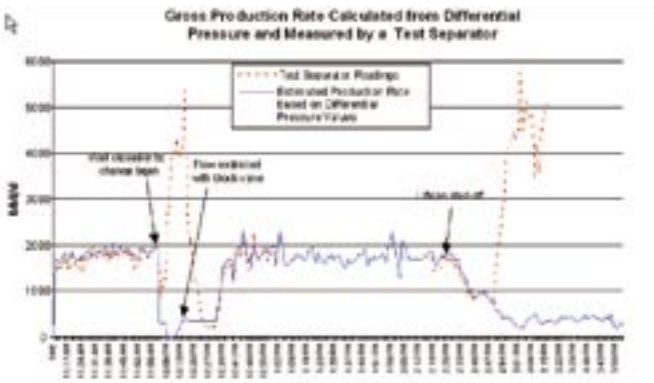




• **Continuous production rate monitoring.**
Every production operator's dream is to know the production rate (oil, water, gas) of each well all of the time. Today, this can be done with reasonable accuracy using a variety of techniques. Multiphase production can be "measured" using a multiphase meter, but this may be too expensive to apply to individual wells. Two other techniques, one using the differential pressure measured across an orifice or choke body, and another using dynamical pressure readings taken from a pressure transducer, can produce reasonable estimates of liquid (in the case of the differential pressure method) or oil, water, and gas (in the case of the dynamical pressure method). These estimates can be used for several purposes including:

- Detecting changes in production rate that may need to be addressed.
- Determining the estimated production volume during a well test (by integrating the signal over time). This can be used to help evaluate the quality of the well test.
- Determining the estimated production volume on a daily basis. This can be used to help allocate production from the sales meter to each well that produces in a system.
- Optimizing the artificial lift system by determining the change in production rate that occurs with each change in the artificial lift system – e.g. gas-lift injection rate.

The chart below shows estimated production rate (solid line) vs. measured production rate through a test separator (dotted line). When things are working, the two signals compare well. When the separator dump valve locks open and allows gas passage which is interpreted as liquid flow, the signals don't agree. So here, the estimation technique gives accurate results and helps to diagnose a problem with the test separator measurement system. ■



Cleon Dunham worked in production engineering, artificial lift, and production automation for Shell for 36 years. Since retirement from Shell, he has his own consulting company, Oilfield Automation Consulting (see www.oilfieldautomation.com). And, he is founder of the Artificial Lift R&D Council, an organization to share artificial lift information with interested parties around the world (see www.alrdc.com). He helps to organize international workshops on gas-lift, gas well deliquification, electrical submersible pumping, progressing cavity pumping, and sucker rod pumping.

за счет подбора необходимого диаметра штуцера, можно использовать газлифтные клапаны с одним стандартным диаметром канала для всех скважин одного месторождения, что позволяет сократить расходы на материально-техническое обеспечение данным видом оборудования. На диаграмме слева сравниваются уровни расхода газа через разгрузочный клапан со штуцером и через дроссельный клапан без штуцера. Примечательно, что больший объем газа проходит через клапан со штуцером. Это происходи, потому, что шток клапана удерживается вне узла клапан-штуцер и дросселирование клапаном не осуществляется. На схеме справа показан принцип работы этой конфигурации. **Рис. 3 / Рис. 4**

• **Комплексная оптимизация газлифтной эксплуатации месторождения.** Компания eProduction Solutions из г. Хьюстона, шт. Техас разработала программу ReO для комплексной оптимизации газлифтной эксплуатации месторождения. Кроме моделирования наземной системы сбора, программа позволяет проводить детальное моделирование работы сепараторов, компрессоров, линий закачки газа, внутрискважинных газлифтных клапанов и скважин. Это позволяет инженеру по газлифтной эксплуатации произвести доскональную комплексную оптимизацию газлифтной системы.

• **Работающее через сеть программное обеспечение.** Компания eProduction Solutions также предлагает работающую через сеть программу i-DO, которая соединяется с такими инженерными приложениями, как ReO и WellFlo (программа для проектирования газлифтных систем) для интеграции с поступающими в реальном времени данными и одновременной совместной работы группы пользователей.

• **Мониторинг работы и оптимизация газлифтных систем в режиме реального времени.** Базирующиеся в г. Хьюстон компании Shell Global Solutions (SGS) и AppSmiths, Inc. (ASI) предлагают разработанный ими комплексный пакет программ для анализа возникающих в газлифтных системах проблем в режиме реального времени и оптимизации работы этих систем. Программа SGS Fieldware предназначена для использования с системой промыслового контроля и сбора данных в режиме реального времени, и обеспечивает мониторинг и управление скважинами, работающими на газлифтной эксплуатации. При обнаружении проблемы, могут регистрироваться в виде диаграмм такие параметры, как давление закачки газа, давление поступающей на устье жидкости, а также расход газа во времени (левая диаграмма), и передаваться в виде электрических сигналов в программу мониторинга и оптимизации газлифтных систем WinGLUE фирмы ASI. Программа WinGLUE анализирует поступающие данные и определяет, какой(ие) клапан(ы) работает(ют) на подъем жидкости, когда скважина находится в циклическом режиме или в процессе ее эксплуатации возникают другие проблемы (правая диаграмма). Программа WinGLUE позволяет также определить оптимальные уровни закачки газа для группы скважин с газлифтной эксплуатацией. Затем, соответствующие этим уровням электрические сигналы передаются на исполнительные устройства для необходимой корректировки и оптимизации закачки газа, поддержания необходимого баланса системы и т.п.

• **Непрерывный контроль за дебитом скважин.** Все операторы добычи хотели бы непрерывно получать информацию о дебитах каждой скважины по нефти, воде и газу. Сегодня такая информация с достаточной степенью точности может быть получена с помощью различных доступных способов. Многофазная продукция измеряется с помощью специальных многофазных расходомеров, что, однако, может оказаться весьма дорогим способом при использовании для каждой отдельной скважины. Два других способа, один – с измерением перепада давления на дроссельной шайбе или корпусе штуцера, и другой - с использованием динамических показаний индикатора давления, позволяют получить довольно точные дебиты по жидкости (при использовании метода измерения дифференциального давления), нефти, воде и газу (способ динамических показаний давления). Эти быть использованы для:

- Выявления изменений уровня добычи и принятия корректирующих мер.
- Определения приблизительного дебита при испытании скважины (с помощью интеграции сигнала во времени). Это позволит лучше оценить качество работ по испытанию скважины.
- Ежедневного определени приблизительного суточного дебита. Это обеспечит возможность оптимального распределения продукции от замерного устройства каждой скважины, эксплуатирующейся в единой системе.
- Оптимизации системы механизированной добычи путем определения изменения уровня добычи при каждом изменении в системе механизированной добычи (например, уровня закачки газа при газлифтной эксплуатации).

На диаграмме справа показаны приблизительный дебит (непрерывная линия) и дебит, полученный при замере через замерный сепаратор для испытания скважин (пунктирная линия). При нормальной работе оба сигнала показывают довольно хорошее совпадение. Когда разгрузочная задвижка сепаратора зафиксирована в открытом положении, позволяя прохождение газа, которое принимается за поток жидкости, совпадения сигналов не происходит. Таким образом, применение метода оценки позволяет получить точные результаты и способствует выявлению проблем в замерном сепараторе для испытания скважины. **Рис. 5** ■

Рисунок 5

Клеон Данхэм имеет 36-летний опыт работы в Шелл (Shell) в инженерно-техническом обеспечении и автоматизации процесса добычи, а также в механизированной добыче. После ухода из Шелл на пенсию, он основал собственную консалтинговую фирму Oilfield Automation Consulting (www.oilfieldautomation.com). Он является основателем Совета по исследованию и разработке методов механизированной добычи (Artificial Lift R&D Council), организации, способствующей получению информации в области механизированной добычи всеми заинтересованными сторонами во всем мире (see www.alrdc.com). Он принимает активное участие в организации семинаров по газлифтной эксплуатации, обезвоживанию газовых скважин, применению центробежных, винтовых и штанговых насосов.