

Жидкостная загрузка газовых скважин

Дж.Ф. Ли, Мьюборнский колледж нефтегазовой геологии
Линн Роулан, Echometer Co., г. Вичит Фоллз, Техас

Gas Well Liquid Loading Review

By: J F Lea, Kerr Mcgee Professor, Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering,
Oklahoma University, Norma, Oklahoma
Lynn Rowlan, Echometer Co, Wichita Falls, Texas

Общая информация:

Добыча газа из скважин с проблемой жидкостной загрузки

Жидкостная загрузка газовых скважин означает, что в скважинах с низкой скоростью движения газа (и соответственно, с низким дебитом) капли жидкости в потоке газа перестают увлекаться и выносятся на устье газовым потоком. Капли жидкости теряют скорость и в результате начинают падать вниз, создавая процесс жидкостной загрузки скважины.

Как показано на диаграмме, при низких скоростях газа начинается накапливание жидкостей. Снижение скорости газового потока приводит к еще большему уменьшению средней скорости перемещения жидкости. Крайняя цифра слева на вышеприведенной диаграмме показывает, что происходит, когда жидкости больше не перемещаются вверх и газу двигаться через жидкость вверх в виде пузырей. Жидкости начинают ограничивать приток газа в скважину из пласта и могут в конце концов заблокировать скважину вплоть до ее полной остановки и прекращения поступления газа на устье.

Ниже приводится описание некоторых широко применяемых методов борьбы с жидкостной загрузкой, а также соответствующие комментарии:

Периодическая эксплуатация скважины

Просто вручную или с помощью таймера открывать и закрывать скважину. В этом случае, скважина открывается после того, как давление в пласте (а также в затрубе между НКТ и колонной, при отсутствии пакеров) снова вырастет. Из скважины снова начинается выработка до тех пор, пока снова не возникнет жидкостная загрузка. В то время, когда скважина остановлена, жидкость может начать поступать обратно в пласт. При открытии скважины, она в течение некоторого времени может снова давать продукцию. Этот метод может применяться на скважинах, которые перестали давать продукцию, для их периодической эксплуатации, или скважинах, дебит которых при эксплуатации резко снизился.

Применение лифтовой колонны меньшего диаметра

Для подъема жидкости поток газа должен иметь достаточную скорость чтобы увлечь жидкости и поднимать капли наверх преодолевая силу тяжести и сопротивление, создаваемое при взаимодействии частиц газа и жидкости. Газ имеет меньшую скорость при перемещении через НКТ большого диаметра. Таким образом, использование лифтовой колонны меньшего диаметра является одним из способов продолжения добычи газа из скважин с постоянной или периодической эксплуатацией. При использовании труб слишком маленького диаметра, приток газа из пласта будет ограничиваться за счет трения, а не жидкостной загрузки. См. выше

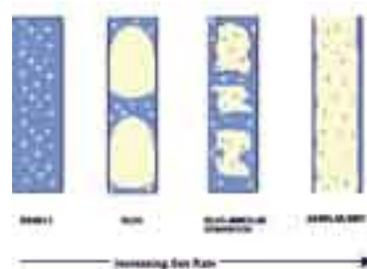
Компрессия

Снижение устьевого давления в НКТ с помощью компрессии также способствует удержанию жидкостей в газе в виде пара. Это позволяет повысить скорость и снизить динамическое давление

Introduction:

Producing Wells with Liquid Loading Problems

Liquid loading in gas wells means that where wells are producing at a low velocity (and corresponding rate) the liquid droplets in the gas flow are no longer being entrained or carried up by the gas, drag is being exerted on the droplets. As a result of this drag the liquid droplets fall back and the "Liquid Loading" progresses.



by permission from R. Lestz, Chevron

As shown in the above simple chart, liquids begin to accumulate at lower gas velocities. As the gas slows, the liquid's average velocity slows even more. The left most figure above shows what happens when the liquids are no longer moving upward and the gas is bubbling up through the liquids. The liquids restrict reservoir inflow and may even kill the well to the level of no gas production.

Some popular methods of attacking liquid loading are listed below with some introductory comments:

Intermit Well

Simply manually or with a timer, open the well and close the well. It is then opened after pressure has been allowed to build in the formation (and casing/tubing annulus if no packer). It is then reopened to flow until loading becomes evident. During the off cycle liquids may be pushed back into the formation. The well can then re-start gas flow when it has been opened for a period of time. This method can be used for wells that cease to flow, if continued to flow or wells that drop off sharply when flowing.

Sizing Tubing

In order to lift liquids the gas must have enough velocity to entrain the liquids or to lift the droplets against the force created by gravity and the drag force of the gas and liquid particles against each other. Gas flows slowly through large tubing so downsizing the tubing to lift liquids is a method to continue lifting gas wells with siphon or velocity strings, either intermittently or continuously. If the tubing is too small, then friction and not liquid loading will reduce formation inflow. See above

Compression

Lowering the surface tubing pressure with compression helps keep liquids in the gas as vapor. This increases the velocity and lowers the bottom flowing pressure of the well. It may be applied as single well compression or for many wells flowing into a large compressor suction.

на забое. Метод компрессии может применяться как для одной, так и для большего числа скважин с выкидными линиями, подключенными к приему большой компрессорной установки.

Плунжерная эксплуатация

При плунжерной эксплуатации используется давление газа в пласте и в затрубном пространстве между НКТ и колонной, которое выросло, пока скважина была закрыта, для перемещения плунжера и скопившейся жидкости на устье для дальнейшей эксплуатации скважины в течение определенного периода. Затем, после возникновения жидкостной загрузки, скважина закрывается для того чтобы плунжер мог опуститься с устья до забоя для начала повышения давления и выполнения нового цикла. Большое число скважин с жидкостной загрузкой эксплуатируются с помощью плунжера, без каких либо наружных источников энергии.

Вспенивание жидкости в газовых скважинах

Вспенивание жидкости в НКТ с применением специальных ПАВ реагентов позволяет уменьшить поверхностное натяжение между газом и жидкостью, в результате чего снижается эффективная плотность жидкости. Следствием этого становится снижение уровня скорости газового потока, необходимого для подъема жидкости, почти на 66%, что может позволить продолжать эксплуатацию скважины. ПАВ могут применяться спуском мыльных стержней в НКТ, постоянным или периодическим вводом химерагентов через нижнее отверстие НКТ, или спуском капиллярной колонны через НКТ для закачки ПАВ снизу.

Методы откачки

Штанговые (ШГН), гидравлический, винтовой или электрический погружной насос и т.п. Методы эксплуатации с применением насосного оборудования, несмотря на свою эффективность, часто применяются в качестве последнего средства из-за высоких начальных затрат, а также затрат на потребление энергии приводом насоса. Обычно жидкость откачивается через НКТ, а газ поднимается на устье через затруб. Нормальной работе насоса может препятствовать поступление газа, поэтому насос либо опускают ниже зоны перфорации, либо применяют эффективные системы газосепарации.

Закачка жидкости под пакер

Можно использовать метод, при котором устанавливается пакер для закачки или поступления воды в зону нагнетания под пакером, в то время как газ может свободно перемещаться к устью через затруб. Используемые для этого метода насосы включают слегка модернизированные ЭЦНы и ШГНы, хотя теоретически могут использоваться любые виды насосов.

Газлифтная эксплуатация

При слишком низкой скорости газового потока в скважинах с проблемой жидкостной загрузки, закачка дополнительного объема газа в НКТ может обеспечить подъем жидкости и устранить жидкостную загрузку. По этой причине, газлифтный метод нашел широкое применение при эксплуатации газовых скважин. Данная методика зачастую отличается от традиционного способа газлифтной эксплуатации, применяемого для добычи больших объемов жидкости, т.к. в данном случае не ведется добыча жидкости, а поступающая жидкость и газ даже закачиваются к нижнему концу НКТ, что вызвало бы большую нестабильность при добыче из нефтяных скважин.

Другие используемые методики

В новых методиках, разрабатываемых для борьбы с проблемой жидкостной загрузки газовых скважин, используются новые конструкции насосов со специальными вставками.

По некоторым данным, в США насчитывается около 400 000 газовых скважин, почти в 80% из которых возникает проблема жидкостной загрузки. Также утверждается, что при разгрузке скопившейся в скважине жидкости с помощью одной из вышеописанных методик, дебит скважины может удвоиться. >>

Plunger Lift

Plunger lift uses gas pressure from the formation and stored in the casing/tubing annulus during a shut-in period and lifts the plunger and liquid slug to the surface for a flow of gas period. Then as loading ensues, the well is shut to allow the plunger to fall from the wellhead to the bottom of the well to begin pressure build up and to ready for another cycle. Many loaded wells will produce with a plunger and no other outside source of power.

Use of Foam to De-Liquify Gas Wells

If the liquids in the tubing will foam using surfactants of some type, the surface tension between the gas/liquids will be reduced and the effective liquid density will be reduced. This lowers the rate required to lift the liquids by possibly 66% and may allow the well to flow. Surfactants are introduced by soap sticks down the tubing, chemicals down the backside either continuously or intermittently, or by lubricating a capillary string down the tubing to inject surfactants at the bottom of the tubing.

Pumping Methods

Beam, Hydraulic, PCP, ESP, other Pumping methods, although effective, are often a last resort due to initial and energy consumption costs. The usual method is to produce liquid up the tubing and allow gas flow up the casing. The pumps may experience gas interference unless they can be sumped below the perforations or a gas separation system is deployed effectively.

Re-Inject Liquids below a Packer

It is possible to set a packer to pump or allow water to flow below a packer into an injection zone and gas is then free to flow up the casing/tubing annulus. Pumps used include ESP's and Beam Systems (modified) although theoretically, all types of pumps could be used.

Gas Lift

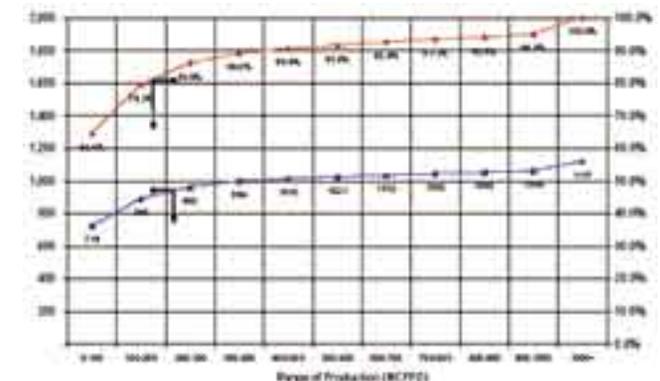
Wells load with liquids if the gas velocity is too low, so introduction of additional gas into the tubing can allow lifting of the liquids so loading will not occur. Hence gaslifting gas wells is a technique that has found considerable use. It is often somewhat different to conventional gaslifting of large amounts of liquids, as it is not usually produced as slug flow and the gas has even been injected around the bottom of tubing which would be highly unstable for producing oil wells.

Other Techniques

New pumps and special inserts are included in new methods that are being developed to help attack gas well loading problems.

It is said that in the US, there are about 400,000 gas wells and as many as 80% may be liquid loaded. It is also said that if a well is unloaded using some technique such as one of the methods above, the production may double.

The below chart shows the distribution for gas wells in a typical field showing that maybe 80% are below the 300 or less Mscf/D rate which is a typical loading rate for smaller production tubing.



The chart above shows one typical field in operation and indicates the >> prevalence of the problem but also the opportunity of attacking Liquid Loading.

На приведенной диаграмме показано распределение газовых скважин на типовом месторождении, 80% из которых возможно имеют дебит не превышающий 300 тыс. ст. куб. футов газа в сутки, что является показателем стандартной загрузки для НКТ малого диаметра.

На диаграмме выше показано одно из типичных разрабатываемых месторождений, с указанием на существующую основную проблему и возможности для устранения жидкостной загрузки.

Критическая скорость

По словам операторов, когда скорость подъема газа из скважины (или соответствующий дебит) падает ниже критического уровня, в скважине начинает происходить жидкостная загрузка. Ниже приведены некоторые ключевые симптомы, указывающие на наличие проблемы жидкостной загрузки:

Ключевые симптомы жидкостной загрузки:

- (1) Резкое падение дебита скважины, по сравнению с кривой снижения добычи, после чего дебит находится на новом, значительно более низком уровне. В скважине, дающей сухой газ, кривая падения добычи будет плавной, без резких изменений. При резком падении дебита газовой скважины по сравнению с кривой снижения добычи, причиной такого падения можно почти наверняка считать жидкостную загрузку скважины. Поэтому, необходимо отслеживать уровни падения добычи, характерные для проблемы жидкостной загрузки.
- (2) Повышение разницы между уровнями устьевого давления в НКТ и затрубе (в скважинах без пакеров). Указывает на рост градиента давления в НКТ вследствие скопления жидкости.
- (3) Замер давления или уровня жидкости, указывающий на присутствие жидкости в скважине, является весьма точным способом определения наличия проблемы жидкостной загрузки. В бюллетене SPE 100633 (авторы: Роулан, МакМой и Подио) приводится информация по определению уровней жидкости в газовых скважинах с использованием метода измерения уровня с помощью акустического сигнала, а также по другим методикам исследования скважины для определения жидкостной загрузки.
- (4) При эксплуатации скважины на устье стал поступать небольшой объем жидкости, чего ранее не наблюдалось.
- (5) Резкое изменение газожидкостного фактора в поступающей из скважины продукции (если проводится его измерение) может указывать на начало жидкостной загрузки или наличие связанных с ней проблем.

Помимо выявления вышеуказанных характерных симптомов, наличие жидкостной загрузки может также быть определено с помощью расчета критической скорости.

Тёрнером был выполнен анализ (2) слоя жидкости на стенке НКТ, а также анализ перемещения капель вверх или вниз. Он обнаружил, что модель капли соответствует данным с 20% корректировкой скорости перемещения вверх.

Колеман (3) повторил анализ Тёрнера и нашел данные с меньшим устьевым давлением, которым его модель лучше соответствует без 20% корректировки:

Возможно построение различных диаграмм критических уровней дебита. Нижеприведенная диаграмма построена анализа Колемана для воды и конденсата:

Колеман (3) обнаружил, что коэффициент для критической скорости составляет 4,43 для перемещения воды и 3,37 для конденсата. Оператору необходимо определить, чья модель (Колемана или Тёрнера) больше подходит для его месторождения или возможно одна из двух моделей с некоторой корректировкой будет оптимальной для прогнозирования жидкостной загрузки.

Critical Velocity

Operators say when a well drops below "critical velocity" or corresponding rate, the well is beginning to experience liquid loading. Some of the key field symptoms to look for that indicate liquid loading are:

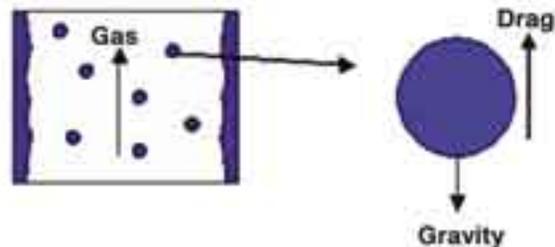
Field Symptoms of Liquid Loading:

- (1) Well drops sharply off the decline curve and stays at new low value. If a well produced dry gas only, the decline curve would drop slowly and smoothly. If gas production drops sharply off the decline curve, then the cause of the decline in the tubing is almost certainly liquid loading. The decline should be checked for rates that are attributed to liquid loading.
- (2) The difference between surface tubing/casing pressure is (said "in" not "is" previously) increasing (in a well with no packer). This indicates that a heavier gradient is developing in the tubing due to liquids accumulating.
- (3) A pressure survey or fluid level shot indicating that liquids are standing in the well is a sure method of identifying loading. See SPE 100663 by Rowlan, McCoy and Podio for information on finding fluid levels in a gas well using fluid level acoustic shots and other well analysis information techniques for loaded gas wells.
- (4) A gas well begins to show slugs of liquid being produced at the surface when previously not there before.
- (5) Sharp changes in the produced GLR (if measured) may indicate the onset of liquid loading or problems associated with liquid loading.

So the above summarizes loading symptoms, but it can be predicted by using critical velocity calculations.

Turner (2) did an analysis of a layer of liquid on the tubing wall and for droplets traveling up or down and found the droplet model fit the data with a 20% upward adjustment in velocity to fit data.

Liquid Transport in a Vertical Gas Well



$$V_r = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

$$V_{\text{gas}} = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

$$V_{\text{water}} = \frac{5.34(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Coleman (3) reviewed Turner and found for data with lower wellhead pressures, that his model fit better without the 20% adjustment:

Критический уровень дебита можно определить по Q, миллион ст. куб. футов/сутки = $3.06 P A V_{crit} / ((T^{\circ}F+460) Z)$

Применение лифтовой колонны меньшего диаметра

Применение НКТ меньшего диаметра позволит увеличить скорость потока и, возможно, возобновить эксплуатацию скважины при скорости потока выше критического уровня. Применение корреляции критической скорости потока, а также метода узлового анализа позволит спроектировать колонну НКТ.

На нижеприведенной диаграмме показана кривая эффективности работы НКТ, пересекающая три кривых притока (кривые интенсивности притока из пласта в три разных момента времени) с отмеченными стабильными уровнями дебита. Чтобы быть стабильными, кривые эффективности НКТ должны пересекать кривые притока справа от минимума на кривых эффективности НКТ.

НКТ должны быть спущены до или ниже верхней границы перфорации. Колонна НКТ должна проектироваться таким образом, чтобы скорость потока была выше критической по всей длине колонны. Кроме того, она должна проектироваться с расчетом на эксплуатацию скважины при снижении пластового давления в будущем, в соответствии с приведенной выше диаграммой, построенной по методу узлового анализа, где только одна кривая эффективности НКТ самого маленького диаметра тянется до нижней точки кривой падения притока. НКТ малого диаметра около 1 дюйма плохо разгружаются при затягивании в них жидкости. Все НКТ в газовых скважинах в конечном итоге подвергнутся воздействию процесса жидкостной загрузки при определенных низких уровнях дебита, в то время как при плунжерной эксплуатации проблема жидкостной загрузки может и не возникнуть.

Компрессия

Числовое значение на приведенной ниже диаграмме является примером данных из диаграммы температуры конденсации, и использовано для указания на то, что газ с низким давлением может содержать большее количество жидкости в состоянии пара и, таким образом, может использоваться как способ борьбы с присутствием жидкости.

Метод компрессии наиболее эффективен в скважинах с низким давлением, что позволяет достичь большего процентного увеличения дебита, как показано на приведенной ниже диаграмме, построенной по методу узлового анализа.

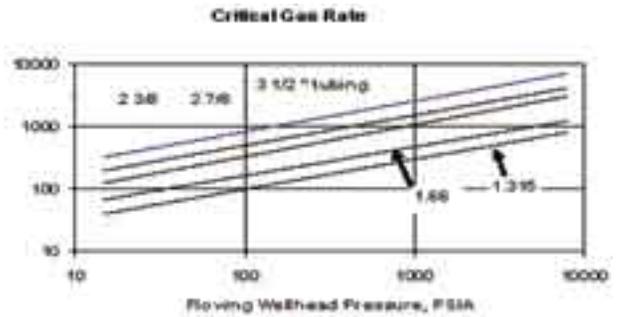
Перед применением дорогостоящей компрессорной установки для увеличения дебита и устранения проблемы жидкостной загрузки необходимо обеспечить отсутствие ограничения диаметра НКТ установкой выкидной линии большего диаметра или сдвоенной, а также устранением всех препятствий потоку на устье.

Наиболее широкое применение для этого способа добычи нашли поршневые компрессоры, хотя винтовые и водокольцевые компрессоры также применяются для добычи из отдельных скважин. Поршневые компрессоры широко используются для одновременной эксплуатации большого числа скважин на месторождении.

Плунжерная эксплуатация

Метод плунжерной эксплуатации достаточно широко используется, т.к. во многих случаях позволяет вести добычу из скважины с жидкостной нагрузкой без применения внешнего источника энергии. Методы может оказаться эффективным если в скважине 400 ст. куб. футов/(баррель-1000 футов) и устьевое затрубное давление за пару часов вырастает до уровня в 1,5 раза превышающего давление в выкидной линии или сепараторе. Стандартный метод плунжерной эксплуатации наиболее эффективен без использования пакера. >>

Various charts of critical rate can be developed. The below chart is for Coleman for water and condensate:

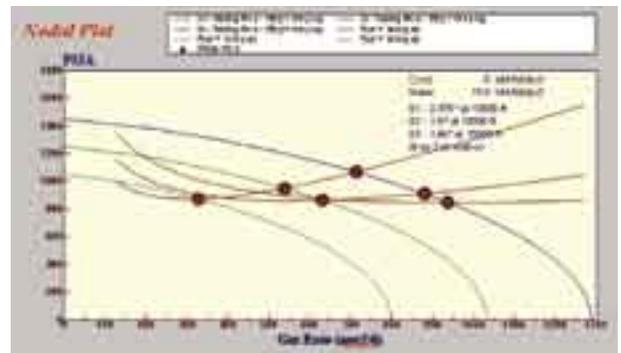


Coleman (3) found that the coefficient for the critical velocity is 4.43 for water and 3.37 for condensate flow. The user has to find if Coleman or Turner is best for his field or if some adjustment of either model is best for his field applications to predict liquid loading.

The rate can be found by $Q, MMscf/D = 3.06 P A V_{crit} / ((T^{\circ}F+460) Z)$

Sizing Tubing

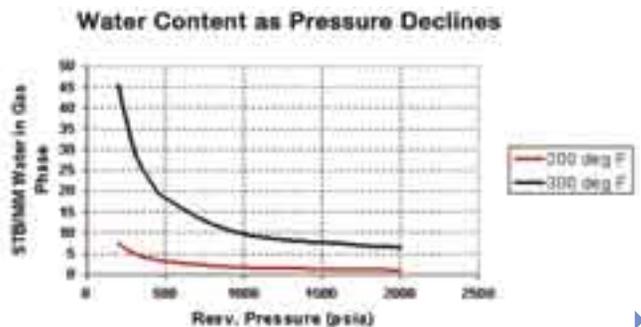
Smaller tubing will increase velocity and possibly get the well flowing up above critical velocity. The use of critical flow correlations and also Nodal Analysis (TM of Maccio) will help design tubing strings. The below chart shows tubing performance intersecting three inflow (reservoir performance inflow curves at three different times) to show stable flow rates. To be stable, the tubing curves should intersect the inflow curves to the right of the minimum in the tubing performance curves.

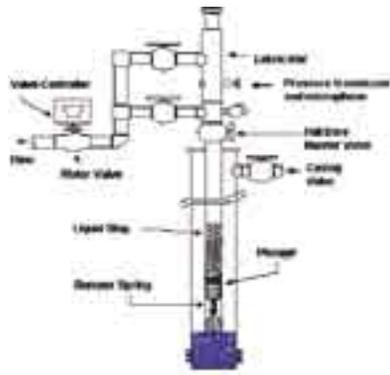


Tubing should extend to top of or partially into the perforations. Tubing should be designed such that it is above critical flow for the length of the tubing. Tubing should be designed to last into the future, considering declining reservoir performance, as in the above Nodal plot where only one (smallest) tubing size extends to the lower most declined reservoir inflow curve. Small tubings approaching 1" are hard to unload if a slug of liquid is ingested. All tubing strings eventually liquid load at some low rate whereas, for instance, plunger lift may or will not.

Compression

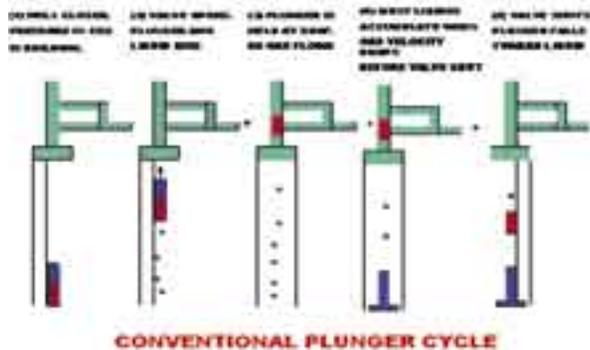
The below figure is a sample of data from a Dew Point Chart but is used to show that low pressure gas can hold more liquids in the vapor state and as such is a deliquifying technique.





На рисунке представлена стандартная установка с задвижкой и автоматическим управлением открытием скважины для эксплуатации или закрытием для роста давления.

За нижеприведенным циклом следуют стандартные циклы плунжера:



Давление в скважине растет до уровня, при котором давление в затрубье достаточно для перемещения плунжера и жидкости вверх. Это может происходить когда $(CP-TP)/(CP-LP) < 1/2$ после открытия скважины, где CP – затрубное давление, TP – давление в НКТ, LP – давление в выкидной линии или сепараторе. Скважина работает пока не появляются признаки жидкостной загрузки, определяемые различными методами, например, регистрацией роста давления в затрубье или снижения скорости потока, либо уровень перепада давления на устройстве снижается ниже определенной величины.

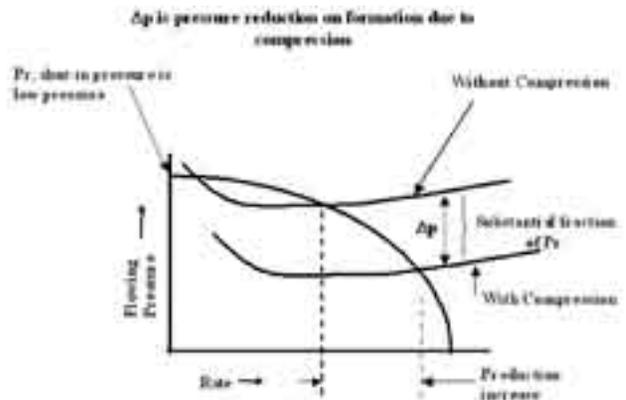
На рисунке ниже показаны плунжеры с обкладками для эффективного уплотнения с применяющимися устройствами, обеспечивающие быстрый спуск.

Двухкомпонентный плунжер состоит из полого цилиндра с уплотняющим шариком снизу. При подъеме плунжера вверх, он уплотняется снизу шариком на цилиндре. Наверху шарик смещается и падает вниз, а цилиндр остается наверху до кратковременного закрытия скважины для того, чтобы цилиндр мог спуститься вниз и соединиться с шариком. Это позволяет практически не останавливать скважину и во многих случаях увеличить добычу.

Поиск и устранение неисправности в установке для плунжерной эксплуатации

Ниже приведена диаграмма уровней давления в затрубье, НКТ, а также акустические сигналы, записанные во время одного полного цикла работы системы плунжерной эксплуатации. Периоды включают в себя закрытие скважины [A-B], разгрузку [B-4] и последующее получение продукции из скважины [4-C]. Открытие задвижки для разгрузки, или ее закрытие для остановки скважины может быть использовано для определения начала цикла. Приведенная ниже цифра показывает, что цикл

Compression works best on low pressure wells to obtain bigger percent increase of production as shown in the below Nodal Plot.



Make sure that the tubing cannot be reduced by a larger flowline or twining the flowlines or by removing restrictions to flow at the wellhead before installing an expensive compressor to increase production and perhaps to attack a liquid loading problem.

Reciprocating compressor's are the most common form of compression although screw, and liquid ring compressors are also used as single well devices. Reciprocating compressors for field wide compression is also common.

Plunger Lift

Plunger lift is popular as many times it will operate a liquid loaded well with no outside source of energy. It may work if the well has 400 scf/(bbl-1000') and casing surface pressure will build to 1 1/2 times line or separator pressure in a couple of hours. It works best with no packer for conventional plunger lift.

Opposite is a typical installation with the valve and computer to open/close the well for flow/pressure buildup.

Conventional plunger cycles follow the cycle opposite.

The well builds pressure until the casing pressure is sufficient to lift the plunger and liquid slug. This might be when $(CP-TP)/(CP-LP) < 1/2$ where during shut-in, CP is casing pressure, TP is tubing pressure, and LP is line pressure or separator pressure the well sees when well is opened. It is allowed to flow until there is indication of loading in the well using various schemes such as noting a casing pressure increase, or flow or delta pressure across a device drops below a set value.

Below are padded plungers for good seal with devices included to allow faster fall rates.



The Pacemaker or Two Piece Plunger is a plunger that consists of a hollow cylinder with a sealing ball below. Coming up the plunger is sealed with the ball on bottom of the cylinder. On top the ball is dislodged and falls with cylinder remaining until a short shut-in to allow the cylinder to fall and recombine with the ball. This allows for practically no shut-in time and more production in many cases.

Trouble Shooting Plunger Lift Installations

Following is a plot of the casing pressure, tubing pressure and acoustic signals acquired during one complete cycle during the operation of a plunger lift system. The time periods include the Shut-in [A-B], the Unloading [B-4] and the Afterflow [4-C] periods. When the valve opens, Unloading, or when the valve closes, shut-in, can be used to identify when a cycle begins. In the figure below the plunger lift cycle/shut-in starts a few minutes after data acquisition began. The shut-in period lasted 67 minutes, unloading period lasted for 11 minutes and 26 seconds, and afterflow occurred for 10 minutes and 37 seconds.

плунжерной эксплуатации/закрытия скважины начался через несколько минут после начала записи данных. Скважина была остановлена на 67 мин., период разгрузки длился 11 мин. 26 сек., и затем скважина давала продукцию в течение 10 мин. и 37 сек.

Анализ уровня давления и акустических сигналов позволяет определить положение плунжера в любой момент цикла. За период времени [A-1] плунжер генерирует акустический сигнал при спуске вниз и прохождении каждой муфты НКТ. Можно определить уровень жидкости в НКТ и скорость перемещения плунжера с устья вниз до уровня жидкости с прохождением его мимо каждой муфты. Часто сигналы записываются при прохождении плунжера через жидкость мимо каждой муфты при его движении вниз [1-2]. Период времени, прошедший с [A-2], определяет минимальное время закрытия скважины для работы системы плунжерной эксплуатации. Если уровни давления в затрубье и в НКТ сблизятся за период времени после [A-2], тогда давление газа/жидкости в НКТ выталкивает жидкость из НКТ. После периода [2-B] плунжер находится внизу, и в этом примере нет смысла продолжать закрытый цикл, т.к. затрубное давление растёт и ограничивает приток из пласта. В течение периода [B-4] пластовое давление и давление газа в затрубье используются для подъема скопившейся жидкости и плунжера на устье. Коэффициент жидкостной загрузки и скорость подъема плунжера определяются в течение периода [B-4]. В течение периода получения продукции из скважины [4-C], по мере снижения дебита скважины начинается обратное падение жидкости в скважину и ее накопление в нижней части НКТ. Повышение давления в затрубье часто является признаком затянувшегося периода получения продукции из скважины, когда начинает снижаться приток из пласта. В течение всего цикла измеряется давление на забое при работе скважины.

Детальный анализ системы плунжерной эксплуатации позволяют оптимизировать процесс добычи с помощью этого метода с минимальными затратами времени и средств, устраняя необходимость в использовании методики “проб и ошибок”. Возможности системы по расчету объемов жидкости и газа, добываемых из скважины за один цикл, а также по определению потенциала скважины позволяют получить неоценимую информацию для определения экономической эффективности применения этого метода на данной скважине, а также возможностей для ее повышения.

Данная методика поиска и устранения проблем и оборудование для сбора данных предлагаются компанией Ecometer.

Вспенивание жидкости в газовых скважинах

Вспенивание жидкости позволяет добиться снижения критической скорости потока, необходимой для выноса жидкости из скважины, и соответствующего дебита скважины.

В вышеприведенной формуле критической скорости σ - поверхностное натяжение, а ρ_l - плотность жидкости. Оба параметра снижаются с помощью применения ПАВ. Применение вспенивателей обычно эффективно при наличии воды (без или с небольшим количеством конденсата). Ввод химреагентов осуществляется подачей мыльных стержней и химреагентов в открытый затруб, а также закачкой в НКТ через капиллярную колонну.

Ниже представлена капиллярная колонна, спускаемая в НКТ для закачки ПАВ.

▶▶



Analysis of the pressure and acoustic signals can determine the location of the plunger through out the cycle. Over time period [A-1] the plunger generates an acoustic signal as the plunger falls past each tubing collar recess. The depth to the top of the liquid in the tubing and the plunger fall velocity past each tubing collar from the surface to the liquid can be determined. Frequently signals are detected as the plunger falls past each tubing collar recess when the plunger is falling through liquid [1-2]. The time period from [A-2] determines the minimum shut-in time for the plunger lift installation. If the tubing pressure and casing pressure get closer together over the time period from [A-2] then tubing gas/liquid pressure is pushing liquid out of tubing. From time period [2-B] the plunger is on bottom, in this example there is little benefit to continue closed cycle as casing pressure increases and restricts flow from the formation. Over time period [B-4] the pressure from the reservoir and the pressure from the gas stored in the casing annulus are used to lift the accumulated liquid and plunger to the surface. Liquid load factor and the plunger rise velocity are determined over period [B-4]. During the afterflow period [4-C], as the gas rate decreases the liquid tends to fall back and accumulate at the bottom of the tubing. An increase in the casing pressure is often used as an indicator that the afterflow period is too long and flow from the formation is being reduced. Through out the entire cycle the producing bottom hole pressure is determined.

Having a detailed analysis of the plunger lift system makes optimization of plunger lift production achievable with a minimum of effort and time devoted to trial and error procedures. The capability of the system of calculating the volumes of liquid and gas produced during the cycle and determining the potential of the well give invaluable information regarding the economics of the operation and the potential for improvement. These trouble shooting techniques and the equipment to collect the data can be provided by Ecometer Company.

Use of Foam to De-Liquefy Gas Wells

Foam can lower the required critical velocity and corresponding rate.

$$V_c = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

In the above equation for critical rate, σ is the surface tension and ρ_l is the liquid density and both are lowered by surfactants. When water (no or little condensate) is present, foamers usually work. Chemicals are introduced by soap sticks down the casing, chemicals down the casing if open, and injected down the tubing with a capillary string. Below is a capillary string being lubricated down the tubing for surfactant injection. ▶▶



Гидравлические насосы

Эксплуатация с помощью гидравлических насосов проводится с использованием высоконапорного насоса для создания высокого давления воды или масла для привода струйного или поршневого насоса на забое. Для очистки гидравлической жидкости обычно используют также отстойники и гидроциклонные установки.

Ниже показано соответствующее оборудование на устье.

Компания Weatherford предлагает струйные насосы диаметром 0,9 дюйма, устанавливаемые внутри гибкой трубы диаметром 1 1/4 дюйма, которые могут быть спущены внутрь НКТ 2 3/8 или 2 7/8 дюйма для подъема жидкости через НКТ и выхода газа на устье через затруб, как один из вариантов использования гидравлических насосов.

Насосные системы

ШГНы, ЭЦНы, винтовые насосы, а также другие виды насосного оборудования могут использоваться для подъема жидкости через НКТ и выхода газа через затруб. Спуск насоса ниже зоны перфорации (необходимы специальные меры предосторожности при использовании ЭЦН) позволяет устранить влияние поступающего газа на работу насоса. Если насосы необходимо установить выше зоны перфорации, может потребоваться применение специальных насосов и газосепараторов. Для подъема небольших объемов жидкости с помощью ШГН рекомендуется использовать штоки и насосы малого диаметра, не устанавливать якорь, а также применять систему автоматического откачивания жидкости, оснащенную контроллером. Применение промежуточного вала позволит снизить число ходов в минуту. Хотя в данной статье этот метод эксплуатации описан кратко, он весьма широко применяется. В скважинах малого диаметра следует применять полые штанги или использовать в качестве штанг колонну гибких труб для откачки жидкости и выхода газа на устье через затруб.

Газлифтная эксплуатация

Газлифтный метод добычи может использоваться при эксплуатации газовых скважин для поддержания скорости газового потока выше уровня критической скорости чтобы предотвратить жидкостную загрузку скважины, или для повышения градиента давления при наличии существенных объемов жидкости. Кроме того, часто используются разгрузочные клапаны и рабочие задвижки. Одна компания использует новый способ, предусматривающий закачку газа в зону под пакером для повышения градиента в протяженной продуктивной зоне, расположенной под пакером. Ниже приведена схема методики из презентации Б. Роузена, Шлюмбергер, на Конгрессе посвященном удалению жидкости из газовых скважин, проводившемся в Денвере, шт. Колорадо в 2006 г. Данная методика носит название PERFlift. ■

Литература

1. Turner, R.G., Hubbard, M. G. and Dukler, A. E., Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells, Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969.
2. Coleman, S.B., Clay, H. Bl, McCurdy, D.G. and Norris H. L. III, Journal of Petroleum Technology, March, 1991

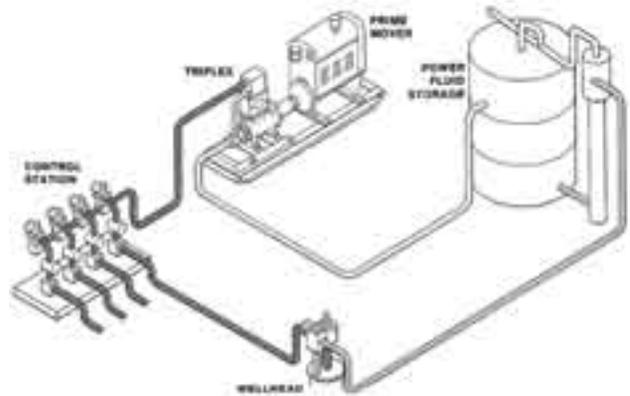
References

1. Turner, R.G., Hubbard, M. G. and Dukler, A. E., Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells, Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969.
2. Coleman, S.B., Clay, H. Bl, McCurdy, D.G. and Norris H. L. III, Journal of Petroleum Technology, March, 1991

Hydraulic Pumps

Hydraulic pumps require a surface high pressure pump to generate high pressure water or oil to power downhole jet or reciprocating pumps. Settling tanks and cyclones are typical for power fluid clean up.

A surface installation is shown below.



Weatherford offers a 0.9" OD jet pump inside 1 1/4" CT that can be landed in 2 3/8's or 2 7/8's tubing to lift fluids up the tubing and allow gas to flow up casing for one example of using hydraulics.

Pumping Systems

Beam, ESP, PCP and other pumps can be used to lift fluids up the tubing to allow gas up the casing. If the pump is set below perforations (special precautions are necessary with ESP's) then gas interference in the pumps can be usually eliminated. If the pumps must be set above the perforations then special pumps and gas separators may be necessary. For beam systems lifting small rates of liquids the use of small rods, small diameter pumps, not setting the anchor and the use of a pump off controller (POC) is recommended. A jack shaft might be useful to lower the SPM of the unit. Although touched on lightly, this method is very common. For slim holes use of hollow rods or CT for rods is used to lift liquids with gas flowing up the casing.

Gas Lift

Gas lift in gas wells can be used insure that gas rates stay above the critical velocity to prevent liquid loading, or to just lighten the gradient when larger amounts of liquids are present. Unloading valves and an operating valve are typical in the industry. One organization has a new method to inject gas below the packer so that the gas can lighten the gradient in long pay sections below the packer. A schematic is shown below from a presentation by B. Rouen, Schlumberger at the 2006 Gas Well Deliquification Forum in Denver (See ALRDC.com for information). This technique is called PERFlift. ■

