**1 Общие принципы газлифтной эксплуатации**

Газлифтная скважина - это по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу (рис. 1). По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Все понятия и определения, изложенные в теории движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах, в равной мере приложимы к газлифтной эксплуатации скважин и служат ее теоретической основой.

Рисунок 1 – Принципиальная схема газлифта

Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h; давление газа Р1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением Р1 = hρg. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением Рp. Оно практически равно давлению у башмака Р1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔР1 и потери давления на трение газа в трубе ΔР2, причем ΔР1 увеличивает давление внизу Р1, а ΔР2 уменьшает. Таким образом,

 (1)

В реальных скважинах ΔР1 составляет несколько процентов от Р1, а ΔР2 еще меньше. Поэтому рабочее давление Рр и давление у башмака Р1 мало отличаются друг от друга. Таким образом, достаточно просто определить давление на забое работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье.

Это упрощает процедуру исследования газлифтной скважины, регулировку ее работы и установление оптимального режима. Скважину, в которую закачивают газ для использования его энергии для подъема жидкости, называют газлифтной, при закачке для той же цели воздуха - эрлифтной.

Применение воздуха способствует образованию в НКТ очень стойкой эмульсии, разложение которой требует ее специальной обработки поверхностно-активными веществами, нагрева и длительного отстоя. Выделяющаяся при сепарации на поверхности газовоздушная смесь опасна в пожарном отношении, так как при определенных соотношениях образует взрывчатую смесь. Это создает необходимость выпуска отработанной газовоздушной смеси после сепарации в атмосферу.

Применение углеводородного газа, хотя и способствует образованию эмульсии, но такая эмульсия нестойкая и разрушается (расслаивается) часто простым отстоем без применения дорогостоящей обработки для получения чистой кондиционной нефти. Это объясняется отсутствием кислорода или его незначительным содержанием в используемом углеводородном газе и химическим родством газа и нефти, имеющих общую углеводородную основу. Кислород, содержащийся в воздухе, способствует окислительным процессам и образованию на глобулах воды устойчивых оболочек, препятствующих слиянию воды, укрупнению глобул и последующему их оседанию при отстое. Вследствие своей относительной взрывобезопасности отработанный газ после сепарации собирается в систему газосбора и утилизируется. Причем отсепарированный газ газлифтной скважины при бурном перемешивании его с нефтью при движении по НКТ обогащается бензиновыми фракциями. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты

Что касается нефти, то она стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Переработанный (осушенный) на газобензиновых заводах газ снова используется для работы газлифтных скважин после его предварительного сжатия до необходимого давления на компрессорных станциях промысла.

Таким образом, газлифт позволяет улучшать использование газа и эксплуатировать месторождение более рационально по сравнению с эрлифтом. Единственным достоинством эрлифта является неограниченность источника воздуха как рабочего агента для газожидкостного подъемника. Реальные газлифтные скважины не оборудуются по схеме, показанной на рис. 1, так как спуск в скважину двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу башмаком, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только лишь для пояснения принципа работы газлифта. Однако ее использование вполне возможно и в ряде случаев целесообразно для откачки больших объемов жидкости, например, из шахт или других емкостей с широким проходным сечением.

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4 -10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров. Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром.

В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ.

Внутрискважинный газлифт исключает необходимость предварительной подготовки газа, но вносит трудности в регулировку работы газлифта. Этот способ оказался эффективным средством эксплуатации добывающих скважин на нефтяных месторождениях Тюменской области, в которых над нефтяными горизонтами залегают газонасыщенные пласты с достаточными запасами газа и давления для устойчивой и продолжительной работы газлифта.

**2 Конструкции газлифтных подъемников**

Два канала, необходимых для работы газлифтной скважины в реальных условиях, создаются двумя рядами концентрично расположенных труб, т. е. спуском в скважину первого (внешнего) и второго (внутреннего) рядов труб. Внешний ряд труб большего диаметра (обычно 73 - 102 мм) спускается первым. Внутренний, меньшего диаметра (обычно 48, 60, 73 мм) спускается вторым внутрь первого ряда. Образуется так называемый двухрядный подъемник, в котором, как правило, сжатый газ подается в межтрубное пространство между первым и вторым рядами труб, а ГЖС поднимается по внутреннему, второму ряду труб (рис. 2, а). Первый ряд труб обычно спускается до интервала перфорации, а второй под динамический уровень на глубину, соответствующую рабочему давлению газа, так как погружение башмака НКТ под динамический уровень, выраженное в единицах давления, всегда равно рабочему давлению газа. В газлифтной скважине, оборудованной двухрядным подъемником, реальный динамический уровень устанавливается во внешнем межтрубном пространстве - между обсадной колонной и первым рядом труб. Если межтрубное пространство перекрыто II там имеется некоторое давление газа, то действительное, а следовательно, и рабочее давление будет складываться из погружения под уровень и гидростатического давления газа во внешнем межтрубном пространстве:

 (2)

Рисунок 2 – Схема конструкций газлифтных подъемников:

а - двухрядный подъемник; б - полутораряздный подъемник; в - однорядный подъемник; г - однорядный подъемник с рабочим отверстием

Двухрядные подъемники раньше применялись широко, особенно когда эксплуатация скважин осложнялась выделением песка, который нужно было выносить на поверхность. Скорость восходящего потока при движении по первому ряду труб больше, чем при движении по обсадной колонне. Поэтому башмак первого ряда спускался, как правило, до забоя. В то же время при необходимости можно было легко изменять погружение второго ряда труб в связи с изменением динамического уровня, увеличением отбора или по другим причинам. При таком изменении первый ряд труб остается на месте. Однако двухрядный подъемник - сооружение металлоемкое, а поэтому дорогое. Лишь при отсутствии герметичности обсадной колонны его применение оправдано как вынужденная мера. Разновидностью двухрядного подъемника является полуторарядный (рис. 2, б) в котором для экономии металла трубы первого ряда имеют хвостовую часть (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра. Это существенно уменьшает металлоемкость конструкции, позволяет увеличить скорость восходящего потока, но осложняет операцию по увеличению погружения, т. е. по допуску второго ряда, так как для этого необходимо предварительно изменить подвеску первого ряда труб. Схема однорядного наименее металлоемкого подъемника приведена на рис. 2, в. Газ подается в межтрубное пространство и ГЖС поднимается по одному ряду труб, диаметр которых определяется дебитом скважины и техническими условиями ее эксплуатации. Реальный уровень жидкости всегда устанавливается у башмака подъемных труб. Уровень не может быть выше, так как в этом случае газ не будет поступать в НКТ. Он не может быть и ниже башмака, так как тогда в НКТ не будет поступать жидкость. Однако при пульсирующем режиме работы газожидкостного подъемника уровень жидкости колеблется у башмака, периодически его перекрывая. Видимого погружения и динамического уровня жидкости при однорядном подъемнике нет, а гидростатическое давление у башмака подъемных труб, создаваемое погружением его под динамический уровень, заменяется давлением газа Р1.

Положение динамического уровня (называемого иногда условным) как обычно определяется рабочим давлением газа Pi, пересчитанным в соответствующую высоту столба жидкости (см. рис. 2, в). На рис. 2, в показан пьезометр, присоединенный к скважине. В таком пьезометре устанавливается реальный динамический уровень, соответствующий рабочему давлению. Недостатком однорядного подъемника является низкая скорость восходящего потока между забоем и башмаком, глубина спуска которого определяется рабочим давлением газа, отбором жидкости, а также коэффициентом продуктивности скважины. Однако при этом упрощается допуск труб или вообще изменение глубины их подвески, если возникает такая необходимость. Поэтому существует разновидность однорядного подъемника - подъемник с рабочим отверстием (см. рис. 2, г). Один ряд труб необходимого диаметра спускается до забоя (или до верхних дыр перфорации), но на расчетной глубине, т. е. на глубине, где должен быть башмак (глубина места ввода газа в НКТ), устанавливается рабочая муфта с двумя-четырьмя отверстиями диаметром 5 - 8 мм. Сечение отверстий должно обеспечить пропуск расчетного количества газа при перепаде давлений у отверстий, не превышающем 0,1 - 0,15 МПа. Перепад давления у отверстий удерживает уровень жидкости ниже отверстия на 10 - 15 м и обеспечивает более равномерное поступление газа в трубы. Однорядный подъемник с рабочим отверстием (или муфтой) создает наибольшие скорости восходящего потока, является наименее металлоемким, однако требует подъема колонны труб при необходимости изменения погружения. Положение условного динамического уровня и погружение определяются рабочим давлением газа у рабочих отверстий, пересчитанным в столб жидкости. Однорядная конструкция газлифта, при котором используются 60 или 73-мм трубы, создает широкое межтрубное пространство, размеры которого играют решающую роль в случае использования различных клапанов, широко применяемых в настоящее время. В однорядном подъемнике вместо рабочей муфты с рабочими отверстиями может применяться так называемый концевой рабочий клапан, поддерживающий постоянный перепад давления при прохождении через него газа, равный 0,1 - 0,15 МПа, достаточный для того, чтобы постоянно удерживать уровень жидкости ниже клапана на 10 - 15 м. Концевой клапан обычно приваривается к спецмуфте с внешней стороны и имеет пружинную регулировку необходимого перепада давления и расхода газа. Такой клапан снабжается еще специальным шариковым клапаном, который закрывает рабочее отверстие и позволяет осуществлять обратную промывку скважины до забоя (рис. 3).

Рисунок 3 – Принципиальная схема концевого клапана:

1 - конический клапан; 2 - рабочее отверстие, 3 - регулировочная головка для изменения натяжения пружин; 4 - шариковый клапан для промывки скважин

Необходимо отметить, что любая конструкция газлифтного подъемника может работать по двум схемам. В одном случае сжатый газ подается в межтрубное пространство, а ГЖС движется по центральной колонне труб. Эта схема обычная (см. рис. 2, а, б, в, г) и называется кольцевой, так как газ направляется в кольцевое пространство.

В другом случае сжатый газ можно подавать в центральную колонну труб, а ГЖС в этом случае будет подниматься по кольцевому пространству. Такая схема называется центральной, так как газ закачивается в центральные трубы. Почти все газлифтные скважины работают по кольцевой схеме, так как поперечное сечение кольцевого пространства, как правило, больше сечения центральных труб и оптимальные условия работы по нему могут быть достигнуты только при больших дебитах. Кроме того, при отложении парафина его удаление с внутренних стенок обсадной колонны пли первого ряда труб практически невозможно.

**3 Оборудование газлифтных скважин**

Арматура, устанавливаемая на устье газлифтных скважин, аналогичная фонтанной арматуре и имеет то же назначение - герметизацию устья, подвеску подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления закачивания газа, операций по промывке скважины и пр.

На газлифтных скважинах часто используется фонтанная арматура, остающаяся после фонтанного периода эксплуатации, но обычно применяется специальная упрощенная и более легкая арматура, поскольку возможные неполадки в ней не угрожают открытым фонтаном. Часто арматуру приспосабливают для нагнетания газа либо только в межтрубное пространство, либо в центральные трубы. Когда эксплуатация газлифтных скважин сопровождается интенсивным отложением парафина, арматура устья дополнительно оборудуется лубрикатором, через который в НКТ вводится скребок, спускаемый на проволоке для механического удаления парафина с внутренних стенок труб. Для борьбы с отложением парафина применяются и другие методы, как, например, остеклованные или эмалированные трубы, на гладкой поверхности которых парафин не удерживается и уносится потоком жидкости. На устье газлифтных скважин устанавливается регулирующая аппаратура - обычно клапан-регулятор давления с мембранным исполнительным механизмом, регулирующим давление после себя, для поддержания постоянного давления нагнетаемого в скважину газа, так как в магистральных линиях часто наблюдаются колебания давления, нарушающие нормальную работу скважин, а иногда вызывающие и их остановку. В системах централизованного газоснабжения регуляторы давления, различные расходомеры, а также запорная арматура устанавливаются на газораспределительных пунктах (ГРП). При такой централизации контроля и управления за работой газлифтных скважин улучшается надежность и качество их обслуживания.

из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

Важнейшим достижением в области газлифтной эксплуатации было создание н освоение так называемой техники и технологии спуска н извлечения газлифтных клапанов через НКТ, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах, размещенных на колонне насосно-компрессорных труб на расчетных глубинах. Это исключило необходимость извлечения колонны труб для замены пусковых или рабочих клапанов при их отказе или поломке.

В расчетных местах на колонне труб устанавливаются специальные эксцентричные камеры с карманом для ввода в него газлифтного клапана. В посадочном кармане спускаемый в него клапан уплотняется с помощью верхних и нижних колец из нефтестойкой резины и стопорной пружинной защелки. На внешней стороне эксцентричной камеры в месте расположения клапана между его уплотнительными кольцами делаются сквозные отверстия. Через эти отверстия газ из межтрубного пространства проходит в посадочный карман, а затем через боковые отверстия в самом клапане и его седло - в насосно-компрессорные трубы. Эксцентричная камера делается таким образом, что проходное сечение колонны труб и их соосность полностью сохраняются. В верхней части эксцентричной камеры (рис. 4) устанавливается специальная направляющая втулка, ориентирующая инструмент, на котором спускается клапан так, чтобы он при отклонении точно попадал в посадочный карман. На нижнем конце сборки посадочного инструмента имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает головку клапана после его посадки в карман.

Рисунок 4 – Последовательность операций при извлечении газлифтного клапана

Посадочный инструмент, имеющий шарнирные соединения, после того как он будет правильно ориентирован направляющей втулкой, переламывается в этих шарнирных соединениях с помощью пружинных устройств с тем, чтобы продольная ось спускаемого клапана совпала с продольной осью посадочной камеры. Посадочный инструмент спускается в НКТ на стальной проволоке диаметром от 1,8 до 2,4 мм через устье скважины.

Клапаны извлекаются также с помощью канатной техники. Для этого в скважину спускается экстрактор, который, попадая в эксцентричную камеру, после последующего небольшого подъема ориентируется там направляющей втулкой в плоскости посадочной камеры клапана. После ориентации экстрактора его звенья под действием пружин переламываются в сочленениях так, что становятся в положение перед ловильной головкой клапана. Захватное пружинное приспособление на конце экстрактора при посадке на ловильную головку клапана захватывает ее и при подъеме вырывает сам клапан из посадочной камеры.

Для замены газлифтных клапанов в эксцентричных камерах или установки вместо газлифтных клапанов просто заглушек, не прибегая при этом к глушению или остановке скважины, на устье скважины устанавливается специальное оборудование устья газлифта ОУГ-80Х350 с проходным диаметром 80 мм и рассчитанное на давление 35 МПа, представляющее собой лубрикатор особой конструкции (рис. 5). На фланец верхней крестовины 1 газлифтной арматуры или на фланец буферной задвижки устанавливается малогабаритный перекрывающий механизм - превентор 2 с ручным приводом, имеющий эластичные (резиновые) уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. На превентор с помощью быстросъемных соединений крепятся секции лубрикатора 3, на верхнем конце которого имеется сальник 4 для пропуска проволоки 5 или тонкого каната и ролик 6. Внизу арматуры укрепляется натяжной шкив 7, через который канатик направляется на барабан лебедки с механическим приводом. Параллельно лубрикатору крепится небольшая съемная мачта 8 с полиспастом 9 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения поднятых клапанов. Натяжной шкив связан механически с датчиком 10, преобразующим силу натяжения канатика в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 11 на индикаторное устройство. Датчик показывает натяжение канатика и дает информацию о захвате и извлечении газлифтного клапана из посадочной камеры. Вообще при использовании канатной техники по натяжению канатика можно судить о проводимых операциях на глубине. В связи с этим точности определения натяжения канатика, предотвращению его обрыва придается особое значение при использовании канатной техники. В качестве привода для барабана лебедки используется гидравлический двигатель для более точного и плавного осуществления этих операций.

Газлифтные клапаны устанавливаются и извлекаются с помощью гидравлической лебедки, смонтированной в кузове микроавтобуса, либо на специальной раме, переносимой вертолетом при использовании на заболоченных территориях. Такой агрегат (ДГТА-4) разработан проектной организацией Азинмаша. Агрегат смонтирован на шасси автомобиля УАЗ-452 и состоит из масляного насоса с приводом от двигателя автомобиля, двухскоростной лебедки с приводом от гидродвигателя, системы гидрооборудования, включающей клапанные и золотниковые устройства, а также гидросистему управления лебедкой. Перед оператором в кабине установлены индикатор натяжения проволоки и указатель глубины.

Рисунок 5 – Устьевой лубрикатор для спуска и подъема газлифтных клапанов с помощью канатной техники

Гидродвигатель лебедки может работать как насос в режиме торможения и может быть полностью остановлен перекрытием соответствующих клапанов. Агрегат применяется для работ по установке и извлечению газлифтных клапанов в скважинах глубиной до 4600 м при диаметре проволоки до 2,5 мм, а также для спуска измерительных приборов при исследовании скважин глубиной до 7000 м с проволокой 1,8 мм. Скорость подъема инструмента регулируется от 0,2 до 16 м/с. Номинальная мощность гидродвигателя лебедки ~ 27,2 кВт. Гидронасос масляный шестеренчатого типа развивает давление до 13 МПа при подаче 0,0025 м3/с (150 л/мин). Разработан также вариант агрегата для Западной Сибири на базе гусеничного транспортера ГАЗ-71.

### 4 Системы газоснабжения и газораспределения

Технически правильно организованная система газлифтной эксплуатации обязательно должна предусматривать использование отработанного в газлифтных скважинах газа низкого давления или так называемый замкнутый технологический цикл. Сущность его состоит в сборе отработанного газа и подаче его вновь на прием компрессоров, снабжающих газлифтные скважины газом высокого давления. Источником газа высокого давления могут быть как компрессорные станции, так и скважины чисто газовых месторождений. Отработанный газ после интенсивного перемешивания с нефтью в подъемных трубах насыщается тяжелыми газообразными углеводородами и для повторного использования требует предварительной подготовки.

Природный газ газовых месторождений так же нуждается в предварительной подготовке - в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистралях и в контрольно-измерительной арматуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения. Подготовка газа - отделение конденсата и осушка - может производиться различными способами и составляет особую проблему, начиная от сооружения специальных газоперерабатывающих заводов с установками для низкотемпературной сепарации, абсорбционных установок для отделения тяжелых бензиновых фракций, осушки газа от влаги при его прокачке через «молекулярные сита» (твердые адсорбенты - молекулярные сита), очистки от сероводорода, механических примесей и др. до простого подогрева газа в беспламенных газовых печах перед подачей его в скважины. При использовании природного газа важно не допустить снижения давления ниже необходимого уровня в процессе предварительной подготовки газа. В наиболее простом виде подготовка осуществляется на специальных установках и состоит в следующем.

1. Дозированный ввод в поток газа на устье газовых скважин ингибиторов для предотвращения гидратообразования. Такими ингибиторами могут быть растворы хлористого кальция (СаСl2), гликоли, метанол и др.

2. Охлаждение газа с одновременным частичным понижением давления с последующим пропусканием его через сепараторы для отделения сконденсировавшейся капельной жидкой фазы.

3. Дросселирование газа через последовательную систему штуцеров для снижения давления газа до нужных пределов.

4. Подогрев газа в газовых пламенных или беспламенных печах до температуры 60 - 90°С.

5. Пропуск газа через сосуды высокого давления - фильтры-пылеуловители для отделения механических примесей, вызывающих эрозию газлифтных клапанов, контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры и ряд других осложнений в работе всего газлифтного хозяйства. Для стабилизации давления в промысловой газораспределительной сети перед установкой по подготовке газа предусматривают регулятор давления «после себя». При движении по промысловым распределительным сетям газ охлаждается и газоконденсат, который улавливается в сепараторах и автоматически отводится при его накоплении по конденсатопроводам в нефтяную групповую установку.

Опыт внедрения газлифта показал, что наиболее простым способом предотвращения осложнений в работе системы газораспределения, связанных с гидратообразованием, является подогрев газа. С этой целью разработаны передвижные подогреватели газа (ППГ-1), состоящие из двух секций трубчатого змеевика. В первой секции змеевик нагревается за счет теплоизлучения от раскаленных панелей беспламенных газовых горелок

Во второй секции - за счет конвективного подогрева отходящими газами. Змеевики, нагревательные элементы, а также вся автоматика подогревателя крепятся на сварной металлической конструкции, снабженной салазками для транспортировки. Нагревательные элементы питаются горячим газом низкого давления. Отклонение температуры уходящего газа от заданной воспринимается регулятором температуры, воздействующим на клапан топливного газа. При увеличении температуры давление топливного газа понижается и наоборот. Установка снабжена необходимой автоматикой, запальным устройством и работает на автоматическом режиме.

Таблица 1

Технические характеристики ППГ-1

|  |  |
| --- | --- |
| Производительность, м3/сут  | 15-104  |
| Нагрев газа, °С  | до 95  |
| Расход топлива при давлении 50 - 70 кПа, м3/ч  | 20 - 30  |
| Температура уходящего газа, °С  | 215 - 230  |
| Максимальное давление подогреваемого газа, МПа  | 20  |
| Гидравлические потери давления газа в змеевике, МПа  | 0,1 - 0,15  |
| КПД  | 0,75 - 0,83  |
| Габаритные размеры, м  | 4,3 х 2,5 х 2,7  |
| Масса, т  | 7,5  |

Подогреватели ППГ-1 и его модернизированная модель ППГ1-64 нашли широкое применение на отечественных промыслах с развитой газлифтной эксплуатацией. Подогреватели устанавливаются непосредственно у газовых скважин, иногда вдоль самого газопровода или перед газораспределительным пунктом (ГРП).

Рисунок 6 – Блочная газораспределительная батарея для газлифтной эксплуатации:

1 - шкаф КИП; 2 - трубопроводная обвязка; 3 - рама; 4, 5 - дифманометры; 6 - разделительный сосуд; 7 - запорная арматура; 8,10 -диафрагма; 9 - регулирующая арматура

В ГРП сосредоточено все управление и контроль за работой группы ближайших газлифтных скважин. Обычно к ГРП подводятся две линии - линия высокого давления для пуска скважин и линия нормального давления для работы газлифтных скважин.

Регулировка рабочего давления и измерение расхода газа по каждой газлифтной скважине осуществляются на ГРП, в которых устанавливаются одна или несколько блочных газораспределительных батарей (ГРБ-14). ГРБ-14 рассчитана на подключение 14 скважин, изготавливается в заводских условиях и доставляется на ГРП в собранном виде (рис. 6).

Батарея смонтирована на раме, имеет габариты 8х2 м, и массу 5 т. Суточный расход на одну скважину 5 - 12 тыс. м3. На каждой линии установлен игольчатый регулировочный вентиль и измерительная шайба. Дифференциальное давление до и после шайбы по тонким трубкам подается на регистрирующий самопишущий прибор с часовым механизмом для круглосуточной записи абсолютного давления и расхода на круглом бумажном бланке, отградуированном в процентах от максимального паспортного значения этих величин. В ряде случаев на линиях к скважинам устанавливается регулировочный клапан с мембранным исполнительным механизмом (МИМ), связанным с расходомером особой конструкции и позволяющим автоматически поддерживать заданный режим работы газлифтной скважины без ручной регулировки игольчатым вентилем. Трубопроводная обвязка и соответствующая запорная арматура позволяют осуществлять питание каждой скважины либо от пусковой, либо от рабочей линий. Выкидные линии скважин оборудуются обратными клапанами.

В помещениях, где размещаются ГРБ, устанавливаются взрывобезопасное освещение и вентиляционные устройства. Кроме того, в нагнетаемый в газлифтные скважины газ часто вводят различные ингибиторы или ПАВы для борьбы с образованием стойких эмульсий и лучшего диспергирования газожидкостных смесей, которое снижает потери давления на относительное скольжение газа и повышает к. п. д. подъема. Обработка эмульсий ПАВами уменьшает их эффективную вязкость, что также приводит к повышению к.п.д. и снижению удельных расходов нагнетаемого газа. Вводить ингибиторы и ПАВы удобнее всего на ГРП, на которых для этих целей кроме ГРБ устанавливают специальные [дозировочные насосы](http://www.ximnasos.ru) с регулируемой и очень малой подачей. При ГРП сооружают легкое помещение для хранения затаренных ПАВов и для приготовления их растворов в специальных емкостях. Из емкости дозировочные насосы раствор ПАВа подают индивидуально в газовую линию каждой скважины пропорционально расходу газа пли подаче скважин. В чисто нефтяные скважины растворы ПАВа не подаются.

**5 Газлифтные клапаны**

Современная технология эксплуатации газлифтных скважин неразрывно связана с широким использованием глубинных клапанов специальной конструкции, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между трубами и межтрубным пространством и регулируется поступление газа в НКТ. В настоящее время существует большое число глубинных клапанов разнообразных конструкций.

Все клапаны по своему назначению можно разделить на три группы:

1) Пусковые клапаны для пуска газлифтных скважин и их освоения.

2) Рабочие клапаны для непрерывной или периодической работы газлифтных скважин, оптимизации режима их работы при изменяющихся условиях в скважине путем ступенчатого изменения места ввода газа в НКТ. При периодической эксплуатации через эти клапаны происходит переток газа в НКТ в те моменты, когда над клапаном накопится столб жидкости определенной высоты и эти клапаны перекрывают подачу газа после выброса из НКТ жидкости на поверхность.

3) Концевые клапаны для поддержания уровня жидкости в межтрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине, что обеспечивает более равномерное поступление через клапан газа в НКТ и предотвращает пульсацию. Они устанавливаются вблизи башмака колонны труб.

По конструктивному исполнению газлифтные клапаны очень разнообразны. В качестве упругого элемента в них используется либо пружина (пружинные клапаны), либо сильфонная камера, в которую заблаговременно закачан азот до определенного давления (сильфонные клапаны). В этих клапанах упругим элементом является сжатый азот. Существуют комбинированные клапаны, в которых используются и пружина, и сильфон. По принципу действия большинство клапанов являются дифференциальными, т. е. открываются или закрываются в зависимости от перепада давлений в межтрубном пространстве и в НКТ на уровне клапана. Они используются как в качестве пусковых, так и в качестве рабочих. В отечественной практике нефтедобычи пружинные клапаны были разработаны (А. П. Крылов и Г. В. Исаков) и испытаны на нефтяных промыслах Баку.

Рисунок 7 – Принципиальная схема пружинного клапана

Пружинный дифференциальный клапан (рис. 7) укрепляется на внешней стороне НКТ. Он имеет основной 1 и вспомогательный 2 штуцера. Газ поступает через отверстия 3, число которых можно изменять. На обоих концах штока 4 имеются две клапанные головки, причем пружины, натяжение которых регулируется гайкой 6, держат шток прижатым к нижнему штуцеру 2. Таким образом, нормально клапан открыт. При его обнажении газ через отверстие 3 и штуцер 1 проникает в НКТ и газирует в них жидкость. В результате давление в НКТ Рт падает, а Рк остается постоянным. Возникает сила, стремящаяся преодолеть натяжение пружины Рп и закрыть клапан. Если f2 - площадь сечения нижнего штуцера, Рт - давление внутри клапана (потерями на трение пренебрегаем), а Рк - давление, действующее на нижний клапан, то условие закрытия клапана запишется как

 (3)

где ∆Рзак = Рк - Рт - такая разность давлений, при которой преодолевается сила пружины Fп и клапан закрывается (закрывающий перепад). После закрытия верхняя головка прижмется к штуцеру 1, площадь которого f1 намного больше f2. При закрытии давление на клапане ниже штуцера 1 станет равным Рк. Оно будет действовать на большую площадь верхнего штуцера f1, и клапан будет надежно удерживаться в закрытом состоянии при условии

 (4)

Поскольку f1>> f2, то согласно (4) клапан будет оставаться закрытым даже при малом перепаде давлений Рк - Рт. При уменьшении разницы Рк - Рт до определенного минимума пружина преодолеет силу f1(Рк - Рт) и клапан откроется

Эта разница давлений называется открывающим перепадом. Таким образом, открытие клапана произойдет при условии

 (5)

Сопоставляя (3) и (5) и учитывая, что f1>> f2, можно видеть, что ∆Рзак >> ∆Рот. Величины ∆Рзак и ∆Рот можно регулировать, изменяя натяжение пружины регулировочной гайкой 6, а также изменением сечения f2 штуцера 2. Пропускная способность клапана по газу регулируется числом или размером отверстий 3. Важной характеристикой для клапана является зависимость его пропускной способности от перепада давлений на клапане (рис. 8). К моменту закрытия клапана и отсечки газа уровень жидкости в межтрубном пространстве обнажает следующий клапан, который вступает в действие вместо закрытого предыдущего.

Рисунок 8 – Зависимость расхода газа через клапан от перепада давлений

Сильфонные клапаны бывают двух типов:

- работающие от давления в межтрубном пространстве Рк;

- работающие от давления в НКТ Рт.

Сильфонный клапан, управляемый давлением Рк, (рис. 9), состоит из сильфонной камеры 1, заряженной азотом до давления. Эффективная площадь сечения сильфона fс. На штоке 2 имеется клапан 3, сечение седла которого fк. Через штуцерное отверстие 4 газ поступает из межтрубного пространства через клапан в НКТ.

Рисунок 9 – Принципиальная схема клапана, управляемого давлением в межтрубном пространстве

При закрытом клапане давление Рк в нем будет действовать на площадь сильфона fс за вычетом площади клапана fк. Со стороны НКТ на площадь fк будет действовать давление Рт. Обе эти силы будут стремиться открыть клапан. Препятствовать открытию будет давление газа в сильфоне Рс, действующее на площадь fc. Открытие клапана произойдет, если

Давление, при котором откроется клапан, будет равно

или

Деля числитель и знаменатель справа на fс и обозначая fк / fс =R, получим

 (6)

Это будет давление в межтрубном пространстве, при котором клапан откроется. Решая (6) относительно Рс - давления зарядки сильфона, найдем

 (7)

Это будет давление, которое необходимо создать в сильфонной камере при ее зарядке на поверхности при заданном давлении в межтрубном пространстве для открытия клапана (Рк)от.

После открытия клапана давление внутри клапана будет действовать на всю площадь сильфона, поэтому будет справедливо равенство сил

Непосредственно перед закрытием клапана в нем под сильфоном должно быть давление закрытия (Ра)зак

Откуда видно, что (Рк)зак = Рс.

Тогда разница открывающего и закрывающего перепадов будет равна

 (8)

После подстановки в (9.40) значения Рс согласно (9.39) найдем

 (9)

Из (9) видно, что R = fк/fс является важной величиной, определяющей характеристику клапана.

Обычно диаметр седла клапана колеблется в пределах от 3 до 12 мм, а R от 0,08 до 0,5. Однако действительная величина R из-за неучета сил трения газа в клапане меньше расчетной, определяемой формулой (9). Это означает, что эффективное значение R меньше действительного. Уменьшение составляет ~ 6 - 7 %. Таким образом, изменением давления в межтрубном пространстве можно управлять работой клапана, т.е. открывать его или закрывать.

Рисунок 10 – Принципиальная схема клапана, управляемого давлением в трубах

Принципиальная схема клапана, чувствительного к изменениям давления в трубах, показана на рис. 10. В нем на сильфон всегда действует давление Рт, устанавливающееся в трубах. При накопленни жидкости в НКТ и соответствующем увеличении давления сопротивление сильфона преодолевается, и клапан открывается, впуская газ в НКТ из мсжтрубного пространства

После открытия давление Рт, будет действовать на всю площадь сильфона fс. При снижении давления в трубах до некоторой величины клапан закроется, так как сила, действующая со стороны сильфона, станет больше, чем сила, дсйствующая со стороны камеры клапана. Комбинированные клапаны имеют в дополнение к сильфону цилиндрическую пружину, которая воспринимает на себя часть нагрузки. Это позволяет делать сильфон более чувствительным к изменениям давления, действующего на него при прямом и обратном ходе.

Рисунок 11 – Газлифтный клапан для наружного крепления, управляемый давлением в НКТ:

1 - ниппель дли зарядки сильфоонной камеры азотом, 2 - сильфонная камера, 3 - сильфон, 4 -центрирующий шток, 5 - шток клапана, б - клапан, 7 - штуцерное отверстие для поступления газа в НКТ, 8, 9 - каналы, по которым газ поступает в НКТ

Клапаны этого типа могут применяться при периодической газлифтной эксплуатации. После выброса жидкости клапан закроется и откроется вновь только при накоплении жидкости в НКТ до определенной величины. Газлифтные клапаны в зависимости от конструкции укрепляются на колонне НКТ либо снаружи, либо внутри в специальных камерах, имеющих эллиптическое сечение. При наружном креплении клапанов для их замены при поломке или при необходимости изменения регулировки из скважины извлекают всю колонну труб. При креплении клапанов в эллиптических камерах внутри НКТ они извлекаются с помощью специальной, так называемой канатной техники, а колонна труб остается и скважине.

Газлифтные клапаны и особенно его рабочие органы изготавливаются из специальных сталей и сплавов, стойких к действию коррозии и износу. Для того чтобы можно было осуществлять при необходимости промывку скважины, оборудованной газлифтными клапанами, последние снабжаются дополнительным узлом, выполняющим роль обратного клапана. При создании давления внутри НКТ обратный клапан закрывается, и поток промывочной жидкости идет не через газлифтный клапан, а через башмак колонны труб. Газлифтные клапаны, несмотря на их кажущуюся простоту, как это может показаться, если рассматривать их принципиальные схемы, в действительности являются сложными приборами, для изготовления которых нужна совершенная технология и высокая точность производства. Конструкция газлифтного клапана, управляемого давлением в трубах, показана в качестве примера на рис. 11. Клапан предназначен для крепления снаружи НКТ. Принципиальная схема такого клапана была показана на рис. 10. Такой газлифтный клапан комплектуется обратным клапаном, привинченным к нижнему концу.

**6 Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)**

Эксплуатация скважин не протекает бесперебойно. По различным причинам их приходится останавливать для ремонта и вновь пускать в эксплуатацию. Пуск газлифтных скважин имеет некоторые особенности, связанные с принципом их работы. Рассмотрим пуск газлифтной скважины, оборудованной однорядным подъемником, работающим по кольцевой системе. Процесс пуска состоит в доведении закачиваемого газа до башмака подъемных труб, т. е. в отжатии газом уровня жидкости до башмака. Это означает, что объем жидкости в межтрубном пространстве V1 должен быть вытеснен нагнетаемым газом.

Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, в результате чего уровень в них становится выше статического. Возникает репрессия на пласт, определяемая превышением столба жидкости Δh над статическим уровнем, под действием которой должно произойти частичное поглощение жидкости пластом.

Рисунок 12 – Положение уровней жидкости при пуске газлифтной скважины

При плохой проницаемости пласта или наличии на забое илистых осадков, которые могут играть роль обратного клапана, т. е. пропускать жидкость из пласта и препятствовать ее поглощению, вся вытесняемая жидкость перетечет в подъемные трубы, так что объем V1 будет равен объему жидкости V2 перемещенной в трубы. При частичном поглощении жидкости пластом V2 < V1. Обозначим в общем случае

 (10)

где α <1 при поглощении и α = 1 без поглощения. Введем обозначения: h - погружение башмака подъемных труб под статический уровень; Δh - повышение уровня (над статическим) в подъемных трубах; fг - площадь сечения межтрубного пространства, куда закачивается газ; fж - площадь сечения подъемных труб, куда перетекает жидкость.

Тогда

 (11)

Подставляя (11) в (10) и решая относительно, получим

 (12)

В момент пуска газлифтной скважины, т. е. когда уровень жидкости в межтрубном пространстве будет оттеснен до башмака, давление газа, действующее па этот уровень, будет уравновешиваться гидростатическим давлением столба жидкости высотой h + Δh в подъемных трубах. Это и будет то максимальное давление газа, которое называется пусковым, необходимое для пуска газлифтной скважины. Таким образом,

 (13)

Подставляя в (13) значение Δh согласно (12) и вынося h за скобки, получим

 (14)

Это и будет формула для определения пускового давления. Повторяя аналогичный вывод для работы газлифтной скважины по центральной системе, обозначая при этом, как и прежде, fг - сечение трубы, куда закачивается газ, и fж - сечение, по которому поднимается жидкость (в этом случае межтрубное пространство), мы получим точно такую же формулу (14). Более того, для двухрядного подъемника, обозначая также fг - сечение того пространства, куда закачивается газ, а fж - сечение того пространства (или сумму тех межтрубных пространств), в которое перетекает жидкость, мы получим (формулу, совпадающую с формулой (14).

Таким образом, формула (14) является наиболее общей для определения пускового давления газлифтной скважины, оборудованной как однорядным, так и двухрядным подъемником, работающим как по кольцевой, так и по центральной системе.

Применительно к схеме, показанной на рис. 12, будем иметь

 (15)

где Dв - внутренний диаметр обсадной колонны; dн , dв - наружный и внутренний диаметры подъемных труб. Подставляя (15) в формулу (14), получим

 (16)

Пренебрежем толщиной стенок труб, т. е. примем dн = dв = d и допустим, что α = 1 (поглощения нет - наиболее трудный с точки зрения пускового давления случай). После некоторых преобразований получим

 (17)

Для того же однорядного подъемника, работающего по центральной системе, имеем

 (18)



После подстановки (18) в основную формулу (14) получим

 (19)

При указанных выше допущениях (α = 1, dн = dв = d)

 (20)

Для двухрядного лифта, работающего но кольцевой системе,

 (21)

где d1в, d1н - внутренний и наружный диаметры первого ряда труб (большего диаметра), d2в, d2н - то же, для второго ряда труб (малого диаметра).

При подстановке (21) в формулу (14) получим

 (22)

Пренебрегая толщинами стенок и считая, что d1н = d1в = d1 и d2н = d2в = d2, а также принимая α = 1, получим

 (23)

Для того же двухрядного подъемника, работающего по центральной системе, имеем

 (24)



Или

 (25)

При допущениях α = 1, d1н = d1в = d1 и d2н = d2в = d2, получим

 (26)

Формула (26) совпадает с (20), так как пренебрежение толщиной стенок первого ряда труб при работе двухрядного подъемника по центральной системе равносильно их отсутствию.

Для наклонных скважин со средним зенитным углом кривизны β формула пускового давления получит поправку в виде множителя cos β, так как гидростатическое давление столба жидкости определяется его проекцией на вертикаль, т. е.

С учетом сказанного общая формула будет иметь вид

 (27)

Соответствующим образом преобразуются и формулы для всех частных случаев, т. е. все формулы (16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26) приобретут множитель cosβ. Пренебрежение толщиной стенок труб уменьшает пусковое давление приблизительно на 3 - 6 %.

При пуске газлифтной скважины возможны такие случаи, когда высота столба жидкости при продавке, равная h + Δh будет превышать общую длину колонн подъемных труб L. В этом случае жидкость будет переливаться на устье в систему нефтесбора, в которой может существовать давление Рл. В таком случае пусковое давление не может превышать гидростатическое давление столба жидкости в лифтовых трубах высотой, равной длине труб L, сложенное с давлением на устье Рл. С учетом среднего угла кривизны β это давление будет равно

 (28)

Таким образом, если вычисление пускового давления по обобщенной формуле (14) или по формулам для любого частного случая даст Рпуск > (Рпуск)max, то справедливо вычисление по формуле (28). Если результат получится обратный, т. е. Рпуск < (Рпуск)max, то справедливо вычисление по обобщенной формуле (14) или ее производным. Все полученные для пускового давления формулы дают его величину, приведенную к башмаку подъемных труб. Действительное пусковое давление на устье скважины будет меньше вычисленного на величину гидростатического (пренебрегая силами трения газа) давления газового столба в колонне. Учитывая кривизну скважины и определяя гидростатическое давление газового столба по плотности газа на устье, определим пусковое давление на устье следующим образом:

 (29)

где

 (30)

ρг - плотность газа при термодинамических условиях в скважине. Из законов газового состояния имеем

 (31)

где ρо - плотность нагнетаемого газа при стандартных условиях (Ро, То); Тср - средняя температура в скважине; То - стандартная температура; zср - средний коэффициент сжимаемости газа для условий Тср и Рсp.

Подставляя (31) в (30) и далее в (29), получим для пускового давления на устье

 (32)

где Ро - абсолютное давление, а Рпуск предварительно определяется по обобщенной формуле (27) либо, в случае перелива, по формуле (28).

Таблица 2

Значения коэффициента m [формула (33)]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| m  | Однорядный подъемник  | Двухрядный подъемник  |
| кольцевая  | центральная  | кольцевая  | центральная  |
| С учетом толщины стенки трубы  | 8,49  | 1,1335  | 1,285  | 1,1535  |
| Без учета толщины стенки труб  | 8,93  | 1,1261  | 1,308  | 1,1261  |

Примечание. Данные приведены для наиболее употребительных диаметров Dв = 150,3 мм, d1н = 101,6 мм, d1в = 88,9 мм, d2н = 60,3 мм, d2в = 50,3 мм, причем α = 1.

Из приведенных формул видно, что пусковое давление зависит от погружения башмака под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров труб и обсадной колонны, а также от системы работы лифта (кольцевая или центральная). Ранее было показано, что рабочее давление газлифтной скважины определяется только погружением под динамический уровень, которое всегда меньше погружения под статический уровень. Поэтому пусковое давление всегда больше рабочего. Это осложняет промысловое обустройство и технику эксплуатации газлифтных скважин, так как для их пуска необходимо иметь источник высокого давления газа в виде специального компрессора или газовой линии, рассчитанной на пусковое давление.

Любую формулу пускового давления можно представить в виде

 (33)

где m - коэффициент, определяемый соотношениями диаметров труб с учетом или без учета толщины их стенки (табл. 2).

Однорядный подъемник, работающий по кольцевой системе, дает наибольшее увеличение пускового давления по сравнению со статическим давлением (hρg) у башмака подъемных труб. Тот же подъемник при переходе на центральную систему позволяет существенно снизить пусковое давление. При двухрядном подъемнике пусковое давление увеличивается несущественно, максимум на 30,8 %, и переход на центральную систему уменьшает его назначительно (12,61 %).

Неучет толщины стенок трубы вносит погрешность в определение пускового давления, не превышающую 5 % (при однорядном подъемнике). В случае поглощения жидкости пластом (α < 1) пусковые давления во всех случаях будут меньше.

Рисунок 13 – Изменение давления газа на устье при пуске газлифтной скважины

Коэффициент поглощения α зависит от многих факторов, таких как коэффициент продуктивности скважины при поглощении, репрессия, определяемая величиной m, длительность пуска, вязкость жидкости и др. Однако он всегда может быть определен для реальной скважины по фактическому пусковому давлению. Приравнивая правую часть формулы пускового давления (27) фактически измеренному пусковому давлению (Рпус)ф и решая равенство относительно α, найдем

откуда

 (34)

Заметим, что для одной и той же скважины величина α непостоянна и зависит от темпа пуска скважины. Чем быстрее происходит пуск, тем ближе значение α к единице и наоборот, так как при быстром запуске пласт не успевает поглотить существенное количество жидкости. Поскольку по определению α = V2/V1 [формула (10)], то, зная фактическое α [формула (34)], можно определить объем поглощенной пластом жидкости при запуске скважины

где V1 - объем вытесняемой газом жидкости в скважине до момента прорыва этого газа через башмак подъемных труб.

Характерный процесс пуска газлифтной скважины в функции времени показан на рис. 13. После прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбору динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением Рp.

### 7 Периодический газлифт

Обычно разработка нефтяного месторождения сопровождается снижением пластового давления. Для эффективной работы газлифта необходимо иметь относительное погружение ε = 0,5 - 0,6. При падении пластового давления приходится опускать башмак насосно-компрессорных труб до самого забоя скважины. Относительное погружение при этом уменьшается, что влечет за собой необходимость увеличения удельных расходов нагнетаемого газа. В конце концов эксплуатация скважин газлифтом из-за больших Rн становится невыгодной и возникает вопрос либо о переводе такой скважины на насосный способ эксплуатации, либо на периодический газлифт. Перевод на насосную эксплуатацию не всегда возможен из-за большого пластового газового фактора в условиях приема насоса, даже если его приходится устанавливать на забое, либо из-за обильного поступления песка. Такие скважины целесообразно перевести на периодический газлифт, при котором нагнетаемый в скважину газ подается периодически. Цикл работы периодического газлифта можно разделить на период накопления жидкости в скважине без закачки газа; период закачки сжатого газа в скважину; период расширения закачанного газа и выброса накопившейся в скважине жидкости.

Вследствие цикличности работы скважины давление на забой периодически изменяется от минимального в начале периода накопления Тн до максимального к концу этого периода, т. е. перед началом периода выброса жидкости Тв. Уровень жидкости в скважине также изменяется от своего наинизшего положения перед началом периода накопления до наивысшего - к концу этого периода. Периодический газлифт называют еще лифтом замещения, так как накопившаяся жидкость замещается газом и выталкивается по насосно-компрессорным трубам в виде жидкостной пробки, которая в процессе своего подъема частично, а иногда и полностью смешивается с газом, образуя газожидкостную смесь. Дебит скважины при периодической эксплуатации всегда меньше, чем при непрерывной, при прочих равных условиях, так как среднеийтегральная депрессия на пласт вследствие периодических колебаний динамического уровня всегда меньше постоянной депрессии при непрерывной эксплуатации. Чем больше разница между среднеинтегральными депрессиями при периодической и непрерывной эксплуатациях, тем больше будет потеря добычи нефти при переходе на лифт замещения. Эта разница зависит от частоты циклов. Чем короче периоды, т. е. чем чаще циклы, тем меньше амплитуда колебаний динамического уровня жидкости в скважине и тем ближе его среднеинтегральное значение к уровню, устанавливающемуся при непрерывной работе скважины. Таким образом, переход на периодическую эксплуатацию неизбежно связан с частичной потерей в дебите скважины. Эти потери зависят от частоты циклов, которую можно изменять. Поэтому переход на периодический газлифт оправдан, если экономия от уменьшения удельного расхода газа, энергии и других затрат, связанных с таким переходом, превышает стоимость потерянной нефти. Необходимо заметить, что при определенной комбинации условий эксплуатировать скважину непрерывным газлифтом вообще становится невозможно из-за низких уровней жидкости, слабых притоков, наличия песка и большого удельного расхода газа. Существует несколько разновидностей периодического газлифта:

1. Обычный газлифт с отсекателем на поверхности, действующим периодически.

2. Установка с концевым рабочим клапаном дифференциального действия и пакером, перекрывающим межтрубное пространство.

3. Установка с камерой замещения и двухрядным лифтом.

4. Установки с камерой замещения, однорядным лифтом и пакером.

5. Установки с плунжером.

Этим перечнем не исчерпывается все разнообразие периодического и плунжерного газлифта. Однако подавляющая часть перечисленных разновидностей периодического газлифта находит весьма ограниченное практическое применение и поэтому описывается кратко.

Следует отметить, что достоинства той или иной схемы периодического газлифта, кроме ее дешевизны, простоты и надежности, расцениваются по удельному расходу газа, а также по тому, воздействует или нет на пласт циклическое нагнетание газа в скважину, так как при таком воздействии сокращается приток и разрушается призабойная часть пласта.

Газлифт с отсекателем - это обычная газлифтная скважина, которая работает периодически на режиме повторных пусков, причем циклы задаются клапаном-прерывателем, устанавливаемым на подводящей газовой линии у устья скважины. Программное устройство, имеющее часовой механизм, задает периоды, когда клапан открывает доступ газа в скважину для ее продувки и выброса жидкости и когда клапан находится в закрытом состоянии для накопления жидкости на забое. Такая система периодического газлифта имеет существенные недостатки.

1. При каждой подаче газа в межтрубное пространство давление этого газа передается на забой, в результате чего не только приостанавливается приток, но часть жидкости может поглощаться пластом благодаря возникновению давления больше пластового.

2. После каждого выброса происходит полная разрядка, т. е. выпуск газа из труб и из межтрубного пространства до давления на устье, что существенно увеличивает удельный расход газа.

Установка с рабочим клапаном дифференциального действия и пакером (рис.14) устраняет оба существенных недостатка обычного периодического газлифта, так как газ отсекается после выброса всей жидкости клапаном 1 у самого башмака НКТ, благодаря чему объем газа в межтрубном пространстве после окончания продувки сохраняется.

Рисунок 14 – Схема периодического газлифта с рабочим клапаном-отсекателем и пакером

Пакер 2 и обратный клапан 3 на башмаке НКТ изолируют пласт от давления газа со стороны НКТ в периоды продувки скважины, но одновременно и приостанавливают приток жидкости из пласта, так как на забое нет камеры или пространства, где эта жидкость могла бы накапливаться. Клапан 1 (рис. 14) нормально закрыт. Давление газа в межтрубном пространстве благодаря пакеру 2 и обратному клапану 3 не воздействует на пласт и не препятствует притоку жидкости, которая накапливается в НКТ. Сильфон клапана-отсекателя 1, чувствительный к давлению столба жидкости в НКТ, после достижения ею определенной высоты h сжимается и открывает доступ газа в НКТ. Клапан 3 предотвратит действие давления газа на пласт. После выброса жидкости давление Рт на уровне клапана в НКТ уменьшается практически до давления Ру на устье. При этом перепаде давления клапан-отсекатель закроется, предотвратит «выпуск» газа из межтрубного пространства и будет оставаться закрытым до тех пор, пока в НКТ снова не накопится столб жидкости высотой h, при котором клапан вновь откроется. Недостатком схемы является периодическое прекращение притока жидкости из пласта в скважину в периоды подъема и выброса столба жидкости.

Установка с камерой замещения и двухрядным подъемником показана на рис.15. На конце внешнего первого ряда труб 3 спускается камера замещения 1 для накопления в ней жидкости.

Рисунок 15 – Двухрядный периодический газлифт с камерой замещения

Обратный клапан 2 предохраняет пласт от воздействия сжатого газа в периоды продавки скважины. Приток жидкости при этом не приостанавливается, так как вся притекающая жидкость накапливается не только в камере замещения, но и в межтрубном пространстве 6. Автомат-отсекатель 5, установленный на подводящей газовой линии и снабженный программным устройством, в определенные моменты времени открывает доступ газа в пространство между первым и вторым рядами труб. Жидкость из камеры 1 выдавливается во второй внутренний ряд труб 4. После выброса жидкости и падения давления нагнетаемого газа автомат-отсекатель перекрывает доступ газа на период накопления жидкости. Преимуществом этой схемы является непрерывный приток жидкости из пласта в скважину и уменьшение потерь газа при разрядке за счет малого объема межтрубного пространства между рядами труб по сравнению с объемом обсадной колонны. К недостаткам следует отнести наличие двух рядов труб и специального автомата-отсекателя на газовой линии. Установка с камерой замещения и однорядным подъемником показана на рис. 16. По межтрубному пространству, перекрытому в нижней части пакером, непрерывно подается сжатый газ. Пакер 1, накопительная камера 2 с обратным клапаном 3 и вспомогательной трубкой 4 в нижней части спускаются в скважину на одной колонне НКТ 5. Над пакером устанавливается клапан-отсекатель 6. По мере накопления жидкости в камере 2, межтрубном пространстве обсадной колонны, а также в НКТ растет давление, действующее на клапан 6 со стороны труб. При достижении определенного давления, на которое отрегулирован клапан, последний открывается и впускает газ в накопительную камеру из межтрубного пространства.

Обратный клапан 3 закрывается. Происходит выброс жидкости и общее падение давления в системе. Перепад давления в отсекающем клапане достигает максимума, так как давление газа в межтрубном пространстве остается постоянным и равным давлению нагнетания.

Рисунок 16 – Однорядный периодический газлифт с камерой замещения и пакером

В этот момент клапан закрывается, предотвращая дальнейшее расходование газа из межтрубного пространства. После выброса и падения давления в НКТ обратный клапан 3 открывается. Жидкость, накопившаяся под пакером, перетекает и заполняет камеру замещения 2 и объем НКТ над клапаном 6. При достижении определенного давления на клапан 6 со стороны НКТ он снова открывается и цикл повторяется. Такая схема периодического газлифта экономична, так как имеет один ряд труб и обеспечивает минимально возможный при данных условиях удельный расход газа. Однако регулировка продолжительности циклов. связанная с изменением регулировки клапана-отсекателя, затруднительна, ибо связана с необходимостью извлечения его на поверхность вместе со всем оборудованием.

В связи с этим в последнее время созданы конструкции периодического газлифта, в которых рабочие клапаны-отсекатели устанавливаются в эксцентричных камерах и извлекаются с помощью канатной техники, как это описано ранее. В подобных схемах периодического газлифта возможно использование рабочих клапанов-отсекателей, управляемых с поверхности изменением в определенных пределах давления в межтрубном пространстве клапаном-регулятором давления на питающей газовой линии. При повышении давления в межтрубном пространстве до определенного предела рабочий клапан-отсекатель открывается, происходит впуск газа в камеру замещения и НКТ. После выброса жидкости давление в межтрубном пространстве несколько понижается и клапан-отсекатель закрывается для очередного накопления жидкости

Такая система удобна для регулирования периодичности работы газлифта на поверхности и выбора таких периодов накопления жидкости и ее выброса, при которых средний дебит достигает максимума, а удельный расход газа - минимума.

Типичной установкой периодического газлифта с плунжером является так называемый плунжерный лифт. При вытеснении газом столба жидкости, накопившейся в камере замещения, по НКТ в установках периодического газлифта происходит неполное вытеснение жидкости на поверхность. Часть жидкости стекает по стенкам труб вниз. Количество стекающей вниз жидкости, очевидно, зависит от высоты подъема, диаметра труб и вязкости жидкости. Чем больше высота подъема и диаметр труб и чем меньше вязкость жидкости и скорость подъема, тем больше жидкости стечет вниз по внутренним стенкам колонны труб назад в камеру замещения. При некоторой комбинаций условий вся поднимаемая жидкость в процессе такого подъема заместится газом и стечет назад по стенкам труб. Это привело к мысли установить подвижную перегородку на границе раздела жидкости и газа. В качестве такой подвижной перегородки используют поршень-плунжер в виде свободно двигающейся в НКТ короткой трубы длиной 0,5 - 0,6 м. На внешней поверхности поршня делаются кольцевые канавки для увеличения гидравлического сопротивления в зазоре между плунжером и трубой, служащие лабиринтным уплотнением. Зазор между поршнем и внутренним диаметром НКТ составляет 1,5 - 2 мм. В нижней части поршня имеется клапан со штоком. При нажатии на шток клапан закрывается и может оставаться в закрытом состоянии, если давление, действующее на него снизу, больше давления, действующего сверху. При выравнивании давлений клапан падает под действием собственной тяжести и устанавливается в специальном посадочном седле, открывая боковые окна для свободного прохода газа через поршень. В таком состоянии (с открытым клапаном) поршень падает вниз по НКТ, достигает уровня жидкости, погружается в нее и доходит до упора на башмаке НКТ. Шток клапана, ударясь об упор, закрывает клапан, а газ, накапливающийся под плунжером, начинает толкать его вверх вместе со столбом жидкости, находящимся над поршнем. Происходит подъем очередной порции жидкости и ее перелив в отводную нефтесборную линию. После слива жидкости давления над и под плунжером выравниваются, клапан открывается и утапливается в свое седло, оставляя каналы открытыми для свободного прохода газа. В таком состоянии плунжер беспрепятственно падает по НКТ вниз до упора на башмаке, при ударе о который он снова закрывается. Цикл повторяется.

Наличие такого разделительного поршня между столбом жидкости и подпирающим его газом существенно уменьшает потери жидкости, поскольку ее утечки в малом зазоре (1,5 - 2 мм) между поршнем и подъемными трубами малы. Кроме того, уменьшению этих утечек способствует и то, что давление газа под поршнем всегда несколько больше гидростатического давления столба жидкости над ним. Полет поршня вниз при открытом клапане происходит с большой скоростью. Поэтому для смягчения его ударов в нижней части НКТ вместо жесткого упора устанавливается пружинный амортизатор, не препятствующий проходу жидкости, но смягчающий удары поршня при падении. На буфере скважины, в верхней части колонны НКТ также устанавливается пружинный амортизатор, смягчающий удары поршня при подъеме. Плунжерный лифт может работать как на пластовом газе, так и с подкачкой газа с поверхности. Поэтому обвязка устья предусматривает возможность подачи сжатого газа в межтрубное пространство при недостатке пластового газа. Кроме того, на газовой линии, питающей скважину, устанавливают клапан-прерыватель с мембранным исполнительным механизмом, действующим от давления на буфере, или связанный с часовым механизмом.

При такой обвязке газ периодически с заданными циклами подается в межтрубное пространство, продолжительность которых подбирается опытным путем. Плунжерный лифт и его разновидности - так называемый гидропакерный лифт - не нашли широкого применения при добыче нефти.

Неустойчивость работы, частые самопроизвольные остановки, необходимость постоянного квалифицированного обслуживания, а также низкий к. п. д. установки, связанный со значительным удельным расходом газа, не способствовали широкому распространению этого вида периодического газлифта. Следует также отметить, что сказанное относится не только к плунжерному лифту, но и к периодической газлифтной эксплуатации вообще.