**Влияние газа**

Влияние газа в откачиваемой жидкости учитывается коэффициентом наполнения цилиндра насоса. Он равен отношению объема жидкости Vж, поступившей в насос, ко всему объему смеси Vcм, состоящему из объема жидкости Vж и объема свободного газа Vг:



где R - газовый фактор при температуре Тпр, и давлении Рпр на приеме насоса.

Формула (10.5) не учитывает наличия в ШСН вредного пространства и его влияние на коэффициент наполнения при откачке газированной жидкости. Поэтому формула (10.5) дает завышенный η1’.

Вредным пространством ШСН называют объем, заключенный между всасывающим и нагнетательным клапанами насоса при крайнем нижнем положении плунжера. При ходе плунжера вниз газожидкостная смесь под ним сжимается до давления, равного давлению над плунжером, которое достаточно велико. Газ растворяется в жидкости и, в частности, в той, которая находится во вредном пространстве. При последующем ходе вверх давление под плунжером падает до давления на приеме насоса. Растворенный газ выделяется и задерживает открытие всасывающего клапана, пока давление не упадет до давления приема. В результате под плунжер поступает меньшее количество смеси.

А. С. Вирновский предложил для коэффициента наполнения другую формулу, учитывающую вредное пространство насоса.

Она имеет вид

Выведем формулу (10.6). Обозначим Vs - объем, описанный плунжером за ход вверх; Vвр - объем вредного пространства; k=Vвр /Vs - доля вредного пространства от Vs, V=Vs+Vвр=

Vж+Vг - общий объем под плунжером при его крайнем верхнем положении.

Но Vг = RVж Следовательно,



откуда



Объем жидкости, поступившей в насос за очередной ход плунжера вверх, будет меньше первоначального объема Vж на величину объема жидкости во вредном пространстве Vвр.

Следовательно,



Тогда коэффициент наполнения, очевидно, будет равен



Вводя обозначения k = Vвр/Vs и делая алгебраические преобразования, получим



Формула (10.8) дает заниженные значения коэффициента наполнения, так как исходит из предположения мгновенного выделения и растворения газа во вредном пространстве.

Известно несколько формул для определения коэффициента наполнения насоса. Однако почти все они дают значения η1, лежащие в пределах η1’ и η1” Поэтому наиболее достоверно определение коэффициента наполнения как среднего между его максимальным и минимальным значениями, определяемыми формулами (10.5) и (10.8), соответственно:



Величина R может быть определена через газовый фактор на поверхности Го, измеренный при стандартных условиях, т. е. при температуре То и атмосферном давлении Ро после полной дегазации нефти. Если от Го вычесть объем газа, растворенного в нефти при условиях приема насоса Vрг, и полученную разность привести к термодинамическим условиям приема, используя законы состояния газа, то получим



где zпр - коэффициент, учитывающий отклонения углеводородного газа от идеального для условий приема насоса.

Величина Vрг может быть найдена по результатам разгазирования нефти, получаемым при лабораторном анализе проб нефти на установках РVT. Если таких данных нет, то приближенно Vрг может быть определен через коэффициент растворимости газа α и давление на приеме насоса Рпр, взятое в избыточных единицах,



Обычно Го относят либо к 1 т нефти, либо к 1 м3 нефти. В данном случае используется последнее.

Для расчетов по формулам (10.5) и (10.9) необходимо знать величину R, отнесенную к 1 м3 жидкости, если в продукции скважины имеется вода.

Как известно, растворимость газов в воде пренебрежимо мала по сравнению с растворимостью их в нефти. Обозначая через n содержание воды в откачиваемой смеси в долях единицы, можем составить такие соотношения:



 (10.12)

Подставляя в (10.12) значения Vв и Vн и обозначая R = Vг/Vн,

получим

 (10.13)

где Rж, R - газовый фактор на приеме насоса, отнесенный к 1 м3 жидкости и нефти соответственно.

Следует учесть, что не весь свободный газ, поднимающийся по обсадной колонне, вместе с жидкостью попадает в насос. Часть газовых пузырьков, двигающихся, главным образом, вдоль стенки обсадной колонны, проскальзывает в межтрубное пространство скважины, обусловливая частичную сепарацию газа на приеме насоса. Отношение объема газа, проходящего через межтрубное пространство Vз, ко всему объему свободного газа, поступающего по обсадной колонне Vк, называется коэффициентом сепарации газа у приема насоса:



На работающих насосных скважинах Vз может быть определен измерением расхода газа, выходящего из межтрубного пространства, так что полный расход газа равен



где Vн - расход газа, поступающего нз насосных труб. Таким образом,



Разделив числитель и знаменатель на дебит скважины по нефти qн, получим в числителе затрубный газовый фактор Гз, а в знаменателе сумму затрубного Гз и трубного газового фактора Гт или

 (10. 14)

где Го - полный газовый фактор, отнесенный к 1 м3 товарной нефти при стандартных условиях.

В условиях приема насоса при давлении Рпр и температуре Тпр, которые всегда выше стандартных, нефть имеет увеличенный объем за счет некоторого количества растворенного газа и повышенной температуры. Это, как известно, учитывается объемным коэффициентом нефти для условий приема b > 1.

С учетом сепарации газа на приеме насоса и увеличения объема нефти формула (10.13) перепишется следующим образом:

 (10.15)

Подставляя в (10.15) значение R из (10.10), получим

 (10.16)

Это окончательная расчетная формула для определения газового фактора на приеме насоса Rж, по которому можно вычислить коэффициент наполнения насоса.

При проектировании ШСНУ величину m необходимо предварительно рассчитать. Однако ее определение затруднительно, так как она зависит от соотношения площади сечения межтрубного пространства и приемного патрубка ШСН, дебита и вязкости жидкости, дисперсности свободного газа в условиях приема, скорости всплытия газовых пузырьков, конструкции и геометрии всасывающего устройства.

Имеется ряд формул для определения m. В частности, Н. Н. Репиным с соавторами для определения коэффициента сепарации предложена следующая формула:

, (10.17)

где fз - площадь сечения межтрубного пространства; F - площадь сечения обсадной колонны; q - расход жидкости; С - скорость всплывання газовых пузырьков (рекомендуется С = 0,08 - 0,25 м/с, для вязких жидкостей - меньшая величина, для маловязких - большая); ρсм/ρ - относительная плотность газожидкостной смеси на приеме насоса.

При q = 0 m = fз/F, тогда как в этом случае в действительности весь свободный газ должен уходить в межтрубное пространство и m обращается в единицу.

Однако формула (10.17) более обоснована, так как учитывает дебит, скорость всплытия газовых пузырьков и геометрию приема. По нашим оценкам и сопоставлениям с опытными данными формула (10.17) дает завышенные значения для m.

Исходя из геометрии течения газожидкостного потока у приема насоса, можно предположить, что при всасывании линии тока располагаются в виде конуса, наружный диаметр dк которого меньше внутреннего диаметра обсадной колонны D на 1/4 величины кольцевого зазора и равен



где d - наружный диаметр приемного патрубка насоса.

Таким образом, сепарируемый газ уходит в межтрубное пространство по кольцевому зазору площадью f вдоль стенок колонны, и общий расход газа на приеме насоса распределяется пропорционально этим площадям, так что



где F - площадь сечения обсадной колонны.

Выражая площади через диаметры, найдем



или

 (10.18)

Это значение m1 справедливо в случае непрерывного поступления газожидкостной смеси к приему насоса.

В ШСН всасывание происходит только во время хода плунжера вверх. Во время хода плунжера вниз газ полностью сепарируется в межтрубное пространство, поэтому среднее значение m за полный цикл приближенно можно оценить как удвоенное значение m, или

 (10.19)

Формула (10.19) дает результаты, удовлетворительно совпадающие с опытными данными, но является приближенной. Она не учитывает вязкость жидкости, дебит скважины и ряд других факторов. Однако ее использование целесообразно, так как это позволяет уточнить величину Rж, а следовательно, коэффициент наполнения глубинного насоса.

**Влияние потери хода плунжера**

Поскольку теоретическая подача насоса определяется длиной хода точки подвеса штанг S, то всякое уменьшение действительного хода плунжера по сравнению с S непосредственно влияет на фактическую подачу насоса. Таким образом,

 (10.20)

где Sп - действительный ход плунжера относительно цилиндра насоса; λ - потеря хода плунжера за счет упругих деформации штанг и труб.

Эта потеря обусловлена тем, что при ходе вверх штанги дополнительно растягиваются от действия силы, равной произведению площади сечения плунжера на разность давлений над и под плунжером, так как нагнетательный клапан при ходе вверх закрыт. Одновременно насосные трубы сжимаются, так как действовавшая на них при ходе вниз та же сила теперь (при ходе вверх) с труб снимается и воспринимается штангами. Величина этих деформаций может быть определена по формуле Гука.

Кроме этого, в штангах, которые двигаются приблизительно по синусоидальному закону, возникают инерционные силы. Эти силы в верхней мертвой точке (м. в. т.) направлены вверх в сторону, противоположную направлению силы тяжести, и поэтому уменьшают силу тяжести штанг. В нижней мертвой точке (н. м. т.) инерционные силы направлены вниз и увеличивают силу тяжести штанг. Это приводит к дополнительному сжатию (в в. м. т.) и удлинению (в н. м. т.) штанг, и в результате чего полезный ход плунжера в цилиндре несколько увеличивается. Это и учитывается коэффициентом выигрыша хода К. С учетом поправки коэффициент потери хода η2 запишется следующим образом:

 (10.21)

Методы определения К и λ будут изложены ниже.

**Влияние утечек**

Рассмотрим утечки через зазор между плунжером и цилиндром насоса. Утечки в клапанах возникают, как правило, в изношенном насосе и отсутствуют в нормально работающем. Они приводят к перетеканию жидкости под плунжер, при его ходе вверх. Поэтому количество жидкости, поступающей через всасывающий клапан насоса, будет меньше, так как часть цилиндра уже заполнена жидкостью за счет утечки.

Утечки учитываются коэффициентом ηз. Подставляя в формулу (10.3) значение коэффициента подачи η согласно (10.4) и решая равенство относительно ηз, получим

 (10.22)

Если утечки q = 0, то ηз = 1 и фактическая подача равнялась бы Q = Qт η1 η2 η4. Поскольку q > 0, ηз < 1, то Qф = Q - q. Следовательно,

 (10.23)

где q - объем жидкости, протекающей через зазор между плунжером и цилиндром и другие неплотности, м3/сут.

Утечки происходят под воздействием перепада давлений над и под плунжером. Поскольку этот перепад существует только при ходе плунжера вверх, то утечки происходят в течение половины времени работы насоса.

Для определения q предложено много методов и формул, в ряде случаев чрезвычайно сложных и не всегда оправданных из-за неточности некоторых нужных для расчета данных. Зазор между плунжером и цилиндром можно рассматривать как прямоугольную щель длиной s = πD, где D - диаметр плунжера; шириной δ, равной половине разности диаметров цилиндра и плунжера, и протяженностью *l*, равной длине плунжера.

По закону Пуазейля при ламинарном течении вязкой ньютоновской жидкости ее расход через такую щель равен

 (10.24)

где μ - вязкость жидкости, ΔΠ перепад давления.

В случае ШСН



где Рн - давление нагнетания (давление над плунжером при ходе вверх); Рпр - давление всасывания или (пренебрегая потерями давления во всасывающем клапане) давление на приеме насоса.

Умножая (10.24) на 86400 (число секунд в сутках) и подставляя значение s = πD, получим

 (10.25)

Учитывая, что утечки в плунжерной паре происходят в течение половины времени работы насоса, необходимо результат, полученный при расчете по формуле (10.25), уменьшить вдвое.

Таким образом, получим

 (10.26)

При малых подачах насоса утечки могут составлять существенную долю от фактической подачи. Именно по этой причине длина плунжера делается достаточно большой - 1 м и больше.

Формула (10.26) не учитывает движение плунжера, которое вносит некоторые изменения в характер течения жидкости через зазор. Однако она определяет утечки с достаточной для практики точностью.

**Влияние усадки жидкости**

Через ШСН проходит некоторый объем нефти и воды при давлении и температуре на приеме насоса. Когда продукция попадает в товарный парк, она дегазируется и охлаждается. Это учитывается объемными коэффициентами для нефти bн и для воды bв.

Объемные коэффициенты - величины непостоянные, они изменяются от изменения температуры, давления и количества растворенного газа.

В промысловых лабораториях или отраслевых институтах величины bв и bн определяются экспериментально и результаты представляются в виде таблиц или графиков.

Коэффициент т]4, характеризующий потерю подачи ШСН в результате изменения объема продукции при переходе от условий приема к стандартным условиям, можно определить так:

  (10.27)

где Qн и Qв - дебиты нефти и воды при стандартных условиях в объемных единицах.

По определению объемная обводненность продукции



откуда

 (10.28)

Подставляя (10.28) в (10.27) и производя нужные сокращения, получим

 (10.29)

Как видно из (10.28), при n = 0 (воды нет) η4 = 1/bн, а при n = 1 (чистая вода) η4 = 1/bв. Обычно для Рпр = 1,5 - 3,0 МПа и tр = 30 - 40°С bн = 1,1 - 1,15 и bв = 1,005 - 1,025. Принимая вполне реальные значения n = 0,3 (30%), bн = 1,15 и bв = 1,02, получим по (10.29) η4 =0,9.

Таким образом, только за счет усадки нефти и воды подача ШСН уменьшится на 10 %.

Для безводной продукции для принятых условий η4 = 0,87, т. е. снижение подачи составит 13 %.

**7.4 Нагрузки, действующие на штанги, и их влияние на ход плунжера**

Динамика работы установки ШСН очень сложна. Однако в большинстве случаев упрощенная теория ее работы дает вполне приемлемые результаты. При ходе вверх статические нагрузки в точке подвеса штанг складываются из веса штанг Ршт и веса столба жидкости Рж. В н. м. т. в результате изменения направления движения, когда возникает максимальное ускорение, к ним добавляется сила инерции Pi, направленная вниз; кроме того, действует сила трения Ртр, также направленная вниз. Таким образом, максимальная нагрузка, возникающая в точке подвеса штанг при начале хода вверх, будет равна

 (10.30)

При ходе вниз нагнетательный клапан открывается и гидростатические давления над и под плунжером выравниваются. Поэтому нагрузка от столба жидкости со штанг снимается и передается на трубы, так как имеющийся в цилиндре всасывающий клапан при ходе вниз закрыт. Силы инерции, возникающие в в. м. т., направлены вверх. Силы трения также направлены вверх, т. е. в сторону, противоположную направлению движения. Поэтому нагрузка в начале хода вниз будет минимальной

 (10.31)

Силы Pi+Ртр составляют малую долю от Рш+Рж. Обычно они не превышают 5 - 10%. Поэтому их влияние на ход плунжера невелико.

**Влияние статических нагрузок**

Сила Рж действует попеременно то на штанги (ход вверх), то на трубы (ход вниз). В результате этого при ходе вверх штанги дополнительно растягиваются на величину λш, которая может быть определена по закону Гука

 (10.32)

Одновременно с этим, в результате снятия с труб силы Рж, последние укорачиваются на величину

 (10.ЗЗ)

В результате, перемещение плунжера относительно цилиндра насоса, т. е. начало процесса всасывания жидкости, начнется только после того, как точка подвеса скомпенсирует своим перемещением вверх удлинение штанг λш и сжатие труб λт. Поэтому полезный ход плунжера составит

 (10.34)

Обычно обозначают

 (10.35)

Подставляя в (10.35) значения λш и λт согласно (10.32) и (10.33). получим

 (10.36)

где Рж - вес столба жидкости, действующий на плунжер; L - длина штанг, или глубина подвески ШСН; Е - модуль Юнга; fm - площадь сечения штанг; fт - площадь сечения металла труб. Верхние штанги испытывают наибольшую нагрузку, так как на них действует вес всей колонны штанг. Нижние штанги нагрузку от собственного веса не испытывают. Поэтому, исходя из принципа равнопрочности колонны штанг, а также для уменьшения нагрузки на головку балансира колонну штанг делают ступенчатой, состоящей из участков штанг с уменьшающимся книзу диаметром. Кроме одноступенчатых колонн применяются двух- и трехступенчатые. Каждая ступень дополнительно удлиняется под действием одной и той же силы Рж.

Поэтому суммарное удлинение ступенчатой колонны штанг будет равно сумме удлинений отдельных ступеней с учетом их длины li и площади сечения fi. Тогда для трехступенчатой колонны получим



или с учетом деформации труб



Учитывая конструкцию сочленения штанг с плунжером с помощью клапанной клетки, при которой на нижний торец штанги действует гидростатическое давление, необходимо Ршт принимать с учетом выталкивающей силы Архимеда, равной произведению площади сечения штанги на гидростатическое давление столба жидкости над плунжером. При современных однотрубных системах сбора нефти и газа давление на устье Pу насосных скважин может достигать больших значений, поэтому при вычислении гидростатического давления, действующего на штанги, необходимо учитывать и это обстоятельство.