

О достоверности измерения расхода жидкости измерительной установкой «АСМА»

Николаев А.Ю., к.т.н.

Как известно, для обеспечения достоверности измерения расхода (дебита) нефти, воды и газа, поднимаемых в составе продукции из нефтяной скважины, необходимо применение такого средства измерения (в дальнейшем СИ), которое бы не создавало условий нарушения установившегося режима работы нефтяной скважины (продуктивного пласта).

Достаточно часто специалисты нефтяных компаний пытаются выяснить причины некорректного измерения расхода (дебита) продукции нефтяной скважины установкой измерительной "АСМА" (в дальнейшем УИ "АСМА"). Они чаще всего обращают внимание на тот факт, что в процессе измерения УИ "АСМА" происходит периодическое снижение давления на её входе. Кроме того, каждое последующее значение измеренного расхода жидкости меньше предыдущего. Причем снижение давления на входе в УИ "АСМА" происходит в период цикла откачки измеренной порции жидкости из измерительной ёмкости. Величина снижения давления наблюдалась от 0,05 до 1,5 МПа. Было отмечено, что величина снижения давления напрямую зависит от дебита нефтяной скважины и от величины объёмной доли газа в составе её измеряемой продукции.

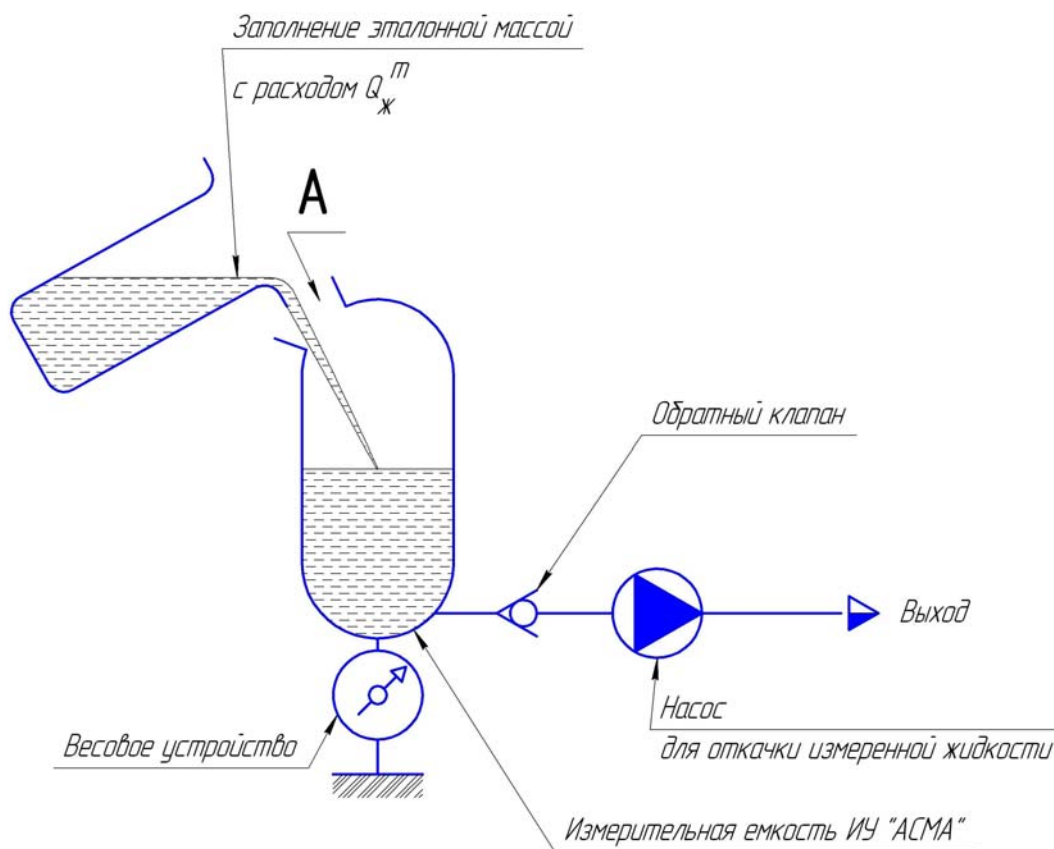


Рисунок 1

Попробуем разобраться в причинах изменения давления на входе в УИ "АСМА". Принцип измерения, заложенный в УИ "АСМА", простой (см. рис. 1). Измерительная ём-

кость, установленная на весах, заполняется жидкостью до заданного фиксированного объёма, последний контролируется датчиками уровня. От начала до окончания цикла заполнения измерительной ёмкости измеряется время заполнения. По завершению цикла заполнения производится взвешивание жидкости в измерительной ёмкости. Массовый расход жидкости (дебит жидкости нефтяной скважины) определяется по формуле:

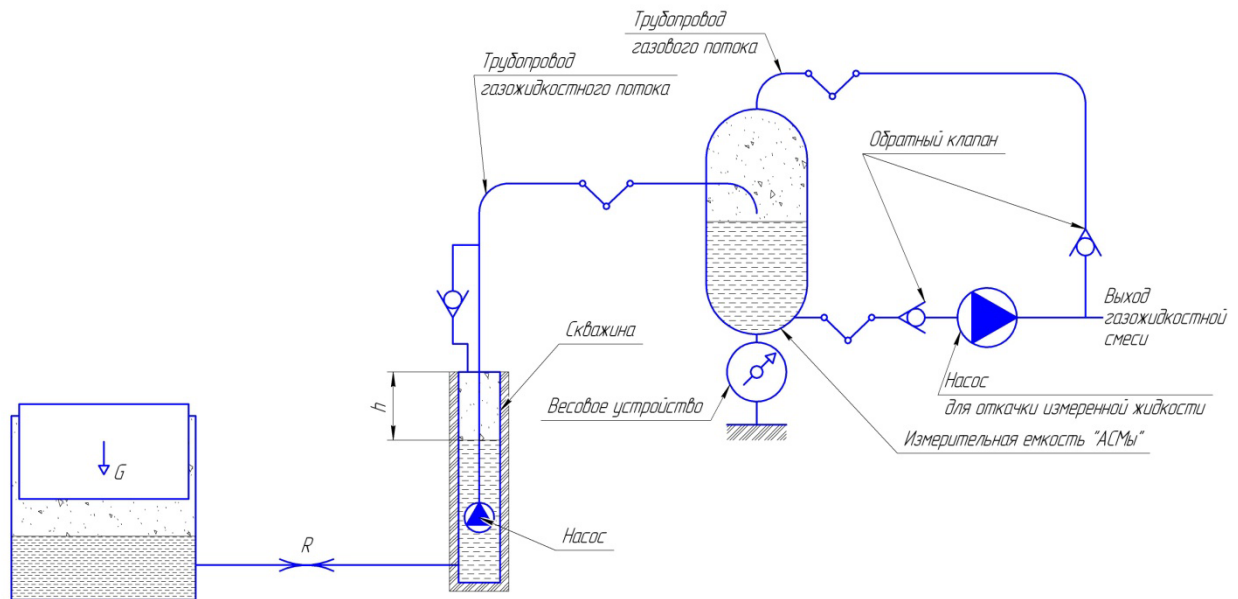
$$Q_{жс}^m = \frac{M}{t_{зан.}} = \frac{\rho_{жс} \times V_{жс}}{t_{зан.}}, \quad (1)$$

где M – измеренная масса жидкости; $t_{зан.}$ – время наполнения измерительной ёмкости измеряемой жидкостью; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости; $V_{жс}$ – фиксированный объём жидкости, заполнения измерительной ёмкости.

После взвешивания измерительная ёмкость опорожняется насосом, имеющим производительность (расход) откачки $Q_{отк.}^m \gg Q_{жс}^m$.

Если бы процесс измерения и откачки происходил по схеме, изображенной на рис. 1, то сомневаться в достоверности измерения УИ "АСМА" не приходилось бы. Поскольку замещение части объёма жидкости и газа, откачанного с расходом $Q_{жс}^m$, намного превышающим расход $Q_{жс}^m$, поступающего на измерение жидкости, производится воздухом из окружающей среды через проем "А" в измерительной ёмкости.

Но, как видно из рис. 2, в условиях измерения расхода (дебита) УИ "АСМА" подключена к закрытой системе перекачки продукции скважины. При анализе схемы (см. рис. 2) становится понятны причины снижения давления на входе в УИ "АСМА" за цикл откачки измеренной жидкости из её измерительной ёмкости.



h – динамический уровень в нефтяной скважине; G – пластовое давление; R - гидравлическое сопротивление дренажа жидкости в пласте.

Рисунок 2

Опишем механизм снижения давления, и к каким последствиям это приводит.

За первый цикл (до первой откачки измеренной порции) результат достоверен и величина расхода удовлетворяет условию (1). В процессе откачки измеренной порции жидкости происходит снижение давления в измерительной ёмкости, а затем на всем пути движения продукции до неё: трубопровод – подъемная колонна труб в нефтяной скважине –

призабойная зона продуктивного пласта скважины. Снижение давления происходит по причине $Q_{отк.}^m \gg Q_{ж.}^m$, а его восстановление происходит за счет поступления дополнительной порции продукции скважины.

Производительность насоса описывается уравнением:

$$Q_{отк.}^m = \frac{\rho_{ж.} \times V_{ж.}}{t_{отк.}}, \quad (2)$$

где $t_{отк.}$ – время откачки объёма $V_{ж.}$ из измерительной ёмкости.

Причем $t_{отк.} \ll t_{зап.}$.

Разница между временем заполнения и откачки составляет $\Delta t = t_{зап.} - t_{отк.}$.

Дополнительное поступление и откачка объёма продукции из скважины за счет снижения давления составляет:

$$V_{доп.} = \Delta t \times (Q_{отк.}^v - Q_{ж.}^v) = V_{доп.ж.} + V_{доп.г.}, \quad (3)$$

где $Q_{отк.}^v = \frac{Q_{отк.}^m}{\rho_{ж.}}$ – объёмный расход (производительность), создаваемый насосом при

откачке измеренного объёма;

$Q_{ж.}^v = \frac{Q_{ж.}^m}{\rho_{ж.}}$ – объёмный расход (дебит) жидкости, поступающей продукции из нефтя-

ной скважины;

$V_{доп.ж.}$ и $V_{доп.г.}$ – соответственно, дополнительный объём жидкости и газа, входящие в дополнительный объём продукции, поступающей из скважины за счет снижения давления.

В следующем цикле измерения расхода (дебита) продукции скважины в измерительную ёмкость поступает жидкость с расходом меньшим на величину:

$$Q_{2ж.}^v = Q_{ж.}^v - (Q_{отк.}^v - Q_{ж.}^v) + Q_{г.}^v = 2Q_{ж.}^v + Q_{г.}^v - Q_{отк.}^v, \quad (4)$$

где $Q_{г.}^v$ – объёмный расход газа в рабочих условиях в составе продукции нефтяной скважины.

Ошибка измерения массы, за время поступления жидкости следующего, после первого цикла составит:

$$\Delta_M = \rho_{ж.} [(V_{ж.} - V_{доп.ж.}) - \overline{V_{ж.}}], \quad (5)$$

где $\overline{V_{ж.}}$ – действительное значение поступающего объёма жидкости с продукцией из нефтяной скважины за время $t_{зап.}$.

Выводы:

1. УИ "АСМА" не обеспечивает достоверного измерения расхода (дебита) продукции, поступающей из нефтяной скважины за счет нарушения установившегося режима работы системы: нефтяная скважина – трубопровод – вход в УИ "АСМА".

2. С увеличением объёмной доли газа в составе продукции скважины приводит к снижению ошибки измерения массового расхода (дебита) жидкости.

3. Поскольку УИ "АСМА" создаёт периодическое снижение давление на её входе, то она может найти применение в качестве установки для освоения скважин, например, после её ремонта.