

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **042193**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.01.23

(51) Int. Cl. **G01F 1/00** (2022.01)
E21B 47/10 (2012.01)

(21) Номер заявки
202200060

(22) Дата подачи заявки
2021.09.21

(54) **СПОСОБ АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ**

(43) **2023.01.18**

(56) RU-C1-2664530
RU-C1-2552511
US-A-5654502
EA-A1-201270608
EA-A1-200700989

(96) **2021/026 (AZ) 2021.09.21**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА (AZ)**

(72) Изобретатель:
**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Асадова Рена
Шариф кызы, Курбанов Зафар
Газанфар оглы, Искендерова Айгюн
Тофик кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к измерительной технике, и может быть использовано в системах централизованного контроля для измерения дебита двухфазной (нефти и воды) трехкомпонентной продукции группы скважин. Способ включает измерение перепада давлений между столбами НЖ и антифриза, температуры, газового фактора НЖ и плотностей воды и нефти. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности и надежности измерения дебита нефти группы скважин.

В1

042193

**042193
В1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к измерительной технике, и может быть использовано в системах централизованного контроля для измерения дебита двухфазной (нефти и воды) трехкомпонентной продукции группы скважин.

Известен способ [1] измерения дебита продукции нефтяных скважин, реализованный в автоматизированной информационной системе нефтепромысла (АИС НП). Система данного типа предназначена для централизованного контроля количества добытой жидкости из нефтяного пласта за заданный отрезок времени и для измерения текущего значения дебита по каждой скважине. Каждая скважина данной системы оборудована станком-качалкой, индикатором дебита (ИД ШГН), установленным в блоке управления (БУС-3) скважиной, и системой телемеханики для передачи данных на диспетчерский пункт с обработкой на ЭВМ. Основными функциональными узлами системы каждой скважины является измеритель активной мощности, потребляемой электродвигателем, и датчик давления, развиваемого электроприводом глубинного насоса, установленного на выкидной линии скважины. Измеритель активной мощности - индикатор дебита - формирует нормируемые импульсы пропорционально измеряемой мощности и передает их в БУ. Определение (расчет) дебита нефти осуществляют на основании параметров, полученных с индикатора дебита и датчика давления по программе, разработанной для ЭВМ. Данная система позволяет путем многократного сравнения диаграмм и характеристик, полученных в процессе работы, с паспортными данными насоса качалки определять текущее значение дебита по каждой скважине и дебит пласта за заданный отрезок времени и при необходимости останавливать или запускать работу станка-качалки.

Недостатком данного способа является то, что он в лучшем случае косвенным образом повторяет работу системы дистанционного контроля глубинно-насосных скважин, заключающуюся в снятии диаграмм. Однако известно, что для всех систем дистанционного контроля в той или иной степени характерным является то, что диаграмма, даже снятая без искажений, не дает полного представления о дебите скважины, т.е. об основном показателе ее работы, поэтому при расчете требуется каждый раз вводить поправочные коэффициенты. Другим недостатком данного способа является большая погрешность при измерении дебита скважины, связанная и с не учетом газового фактора, и с непропорциональным увеличением активной мощности асинхронного электродвигателя станка-качалки из-за отложения асфальтенопарафинистых веществ на колонне штанг и внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы (НКТ).

Известен способ [2] измерения дебита продукции нефтяных скважин, реализованный в групповых измерительных установках типа АГМ-3. Способ включает измерение уровня нефтяной жидкости в сепарационном мернике в течение определенного (заданного) времени t_3 с помощью поплавков и датчика уровня. Принцип работы датчика заключается в преобразовании равномерного движения магнитного индикатора, отмечающего уровни воды и нефти по положению специальных поплавков, во временные импульсы тока. Полученные данные автоматически регистрируются, и по одному из известных алгоритмов с использованием лабораторных данных о плотности воды и нефти по каждой скважине рассчитывают дебит воды и нефти. Измерение дебита скважин проводится поочередным (по необходимости и внеочередным) циклическим подключением скважин по заданной программе. Указанный способ позволяет с диспетчерского пульта централизованно контролировать двухкомпонентный дебит нефтяных скважин.

Недостатком данного способа является то, что он предусматривает расчет дебита только по двум компонентам: воде и нефти, не учитывает количество сопутствующего газа и, кроме того, в процессе измерения требуется время отстоя воды, что увеличивает время измерения. Другим недостатком данного способа является большая погрешность при измерении уровня воды и нефти в сепарационном мернике. Данная погрешность возникает из-за системы измерения уровня, состоящей из двух специальных поплавков и датчика уровня. Как правило, поплавок, располагающийся на разделе вода-нефть, с течением времени теряет свою способность достоверно показывать уровень раздела вода-нефть из-за залипания поверхности поплавка асфальтосмолистыми и парафинистыми компонентами нефти.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому эффекту к заявляемому изобретению является известный [3] способ автоматического измерения дебита нефти и устройство для его осуществления. Способ включает измерение пластовой воды и перепад давления между двумя точками, расположенными в нижней части сепаратора, по измеренному перепаду определяют момент опорожнения сепаратора. Измеряют перепад давления, создаваемого на одинаковых высотах между пьезометрическими столбами нефтяной жидкости и антифризом, размещенным в специальной емкости, а дебит нефти и пластовой воды рассчитывают по заявленным формулам. Недостатком данного способа является то, что в нем не учитывается влияние газового фактора (ГФ) и температура добываемой НЖ, так как эти параметры влияют на значения плотности нефти и при изменении потока НЖ существенно меняется плотность НЖ.

Задача изобретения состоит в повышении точности и надежности измерения дебита по группе скважин.

Сущность изобретения состоит в способе автоматического измерения дебита нефти, который включает измерение давления пьезометрического столба жидкости в сепараторе, перепада давления между

двумя точками, расположенными в нижней части сепаратора, перепада давления, создаваемого на одинаковых высотах между пьезометрическими столбами нефтяной жидкости и антифриза, размещенного в специальной емкости, и расчет дебита нефти и пластовой воды; дополнительно измеряют температуру входящей нефтяной жидкости, определяют газовый фактор и рассчитывают дебит нефти, пластовой воды и нефтяной жидкости для каждой скважины по формулам

$$G_n = \frac{V_h \cdot 24}{\tau} (1 - W) \cdot \rho_n \cdot g$$

$$G_b = \frac{V_h \cdot 24}{\tau} \cdot W \cdot \rho_b \cdot g$$

$$G_{нж} = G_n + G_b$$

$$\beta = G_r / G_{нж}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n - \beta \rho_r}{\rho_b - \rho_n - (\rho_b - \rho_n) \beta}$$

$$\rho_n = \rho_n^c (1 + \alpha(t - t_c))$$

где ρ_n , ρ_b , ρ_r - соответственно плотность нефти и пластовой воды и газа, г/см³;

W - содержания воды в добываемой пластовой жидкости (обводненность) нефти, долевое;

$G_{нж}$, G_n , G_b , G_r - соответственно суточный весовой дебит нефтяной жидкости, нефти, пластовой воды и газа, т/сут;

V_h , τ - объем и время заполнения сепаратора до уровня h , м³;

β - газовый фактор, долевое;

t_0 - стандартное значение температуры (20°C), °C;

t - текущее (измеряемое) значение температуры, °C;

α - коэффициент.

Сопоставительный анализ заявляемого изобретения и прототипа показал, что заявляемое изобретение отличается от прототипа измерением температуры входящего потока нефтяной жидкости, определением газового фактора и тем, что способ предназначен для расчета дебита не только для единичной скважины, а для группы скважин.

Для реализации способа используется устройство, принципиальная схема которого представлена на чертеже. Устройство содержит

- 1 - трубопровод,
- 2 - вентиль,
- 3 - измерительный сепаратор,
- 4 - трубопровод,
- 5 - цилиндрическую вертикальную емкость,
- 6 - общий коллектор,
- 7 - блок управления и индикации (БУИ),
- 8 - исполнительный механизм,
- 9 - дифманометр,
- 10 - бесконтактный сигнализатор,
- 11 - разделительный сосуд,
- 12 - датчик,
- 13 - разделительный сосуд,
- 14 - датчик,
- 15, 25 - линии,
- 16, 17, 18 - вентили,
- 19 - датчик,
- 20 - преобразователь,
- 21 - дифманометр,
- 22 - разделительный сосуд,
- 23 - датчик,
- 24 - разделительный сосуд.

Способ осуществляется следующим образом.

Нефтяная жидкость из скважины, содержащая пластовую воду, нефть и газ, по трубопроводу 1 через вентиль 2 поступает в измерительный сепаратор 3, где разделяется на газовую и жидкую фазы. Одновременно включается таймер, а газовая фаза из верхней части сепаратора 3 по трубопроводу 4 поступает в верхнюю часть цилиндрической вертикальной емкости 5 и общий коллектор 6, а жидкая фаза накопи-

вается в сепараторе. Емкость 5 заполняется антифризом с определенной плотностью ρ_b ($\rho_b > \rho_a$), а уровень антифриза в емкости устанавливается равным высоте h . Момент поступления нефтяной жидкости в сепаратор 3 регистрируется в блоке 7 управления и индикации (БУИ). Когда уровень нефтяной жидкости в сепараторе достигает заданной высоты h , то по сигналу бесконтактного сигнализатора уровня 10 блок 7 БУИ закрывает доступ нефтяной жидкости через вентиль 2 наливной линии и отключается часовой механизм. Затем измеряют перепад давления между датчиками 12 и 14, установленными в нижней части сепаратора 3 и цилиндрической вертикальной емкости 5, показания которых через дифманометр 9 передаются в блок 7. В блок 7 загружают вручную данные о плотности воды ρ_b , нефти ρ_n и газового фактора (β), и по формулам расчета определяется весовой дебит нефтяной жидкости, нефти и пластовой воды. По окончании расчета по сигналу, поступающему с блока 7, осуществляется слив нефтяной жидкости из сепаратора 3 в коллектор 6. Момент окончания слива определяется по информации, поступающей от дифманометра 21 с датчика 23, расположенного в нижней части сепаратора 3, выше на некотором расстоянии от датчика 12. Температура добываемой нефтяной жидкости измеряется датчиком 19 и преобразователем 20. Все полученные значения параметров загружаются в память блока 7, где происходит расчет значения G_b , G_n и $G_{нж}$ которые также регистрируются в блоке 7. Затем по сигналу с блока 7 начинается опорожнение сепаратора. Момент полного сброса нефтяной жидкости в коллектор 6 определяется по сигналу, полученному с выхода дифманометра 21, и тут же в соответствии с заложенной в блок 7 программой к данной системе измерения подключается следующая по очереди скважина.

Пример.

Исходные данные следующие:

$$\rho_n = 0,86 \text{ г/см}^3 ; \rho_b = 1,060 \text{ г/см}^3$$

$$\Delta \rho_{13-11} = 0,177 \text{ атм} = 178000 \text{ дина}$$

$$h = 2 \text{ м}; r = 0,5 \text{ м}; \beta = 0,1 ; \rho_2 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ г/см}^3;$$

$$V = \pi r^2 h = 3,14 \cdot (0,5)^2 \cdot 2 = 1,57 \text{ м}^3; \tau = 1,62 \text{ ч.}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta \rho_{13-11}}{g h} - \rho_n - \beta \rho_g}{\rho_b - \rho_n - (\rho_b - \rho_n) \beta} = \frac{\frac{177000}{980 \cdot 200} - 0,86 - 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1}{1,06 - 0,86 - 0,2 \cdot 0,1} = 0,25$$

$$G_n = \frac{V_n \cdot 24}{\tau} (1 - W) \rho_n g = \frac{1,57 \cdot 24}{1,62} \cdot 0,75 \cdot 0,86 = 15 \text{ т/сут}$$

$$G_b = \frac{1,57 \cdot 24}{1,62} \cdot 0,25 \cdot 0,86 = 5 \text{ т/сут}$$

$$G_{нж} = G_n + G_b = 15 + 5 = 20 \text{ т/сут}$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности и надежности измерения дебита нефти группы скважин.

Литература.

1. Алиев Т.М., Мамиконов А.Г., Мелик-Шахназаров А.М., Информационные системы в нефтяной промышленности, М.: Недра, 1972, 240 с. (прототип).
2. www.Rae.ru, Научный журнал "Современные наукоемкие технологии", Российская Академия Естествознание, 2009, № 1.
3. АС 166923 (СССР), Способ автоматического измерения дебита нефти и устройство для его осуществления / Аб. Г. Рзаев, Ас. Г. Рзаев, опубл. в Б.И. № 28, 1991.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ автоматического измерения дебита нефти, включающий измерение давления пьезометрического столба жидкости в сепараторе, перепада давления между двумя точками, расположенными в нижней части сепаратора, перепада давления, создаваемого на одинаковых высотах между пьезометрическими столбами нефтяной жидкости и антифриза, размещенного в специальной емкости, и расчет дебита нефти и пластовой воды, отличающийся тем, что дополнительно измеряют температуру входящей нефтяной жидкости, определяют газовый фактор и рассчитывают дебит нефти, пластовой воды и нефтяной жидкости для каждой скважины по формулам

$$G_n = \frac{V_h \cdot 24}{\tau} (1 - W) \cdot \rho_n \cdot g$$

$$G_b = \frac{V_h \cdot 24}{\tau} \cdot W \cdot \rho_b \cdot g$$

$$G_{\text{нж}} = G_{\text{н}} + G_{\text{в}}$$

$$\beta = G_{\text{г}}/G_{\text{нж}}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_{\text{н}} - \beta \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}} - (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})\beta}$$

$$\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{н}}^c (1 + \alpha(t - t_c))$$

где $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{г}}$ - соответственно плотность нефти и пластовой воды и газа, г/см³;

W - содержания воды в добываемой пластовой жидкости (обводненность) нефти, долевое;

$G_{\text{нж}}$, $G_{\text{н}}$, $G_{\text{в}}$, $G_{\text{г}}$ - соответственно суточный весовой дебит нефтяной жидкости, нефти, пластовой воды и газа, т/сут;

$V_{\text{н}}$, τ - объем и время заполнения сепаратора до уровня h , м³;

β - газовый фактор, долевое;

t_0 - стандартное значение температуры (20°C), °C;

α - коэффициент;

t - текущее (измеряемое) значение температуры добываемой нефтяной жидкости в сепараторе, °C.

