

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202200060** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.01.18

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

(22) Дата подачи заявки
2021.09.21

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

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

(72) Изобретатель:

(71) Заявитель:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА (AZ)**

**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 и газовый фактор НЖ и плотностей воды и нефти. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности и надежности измерения дебита нефти группы скважин.

A1

202200060

202200060

A1

СПОСОБ АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ

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, заключающейся 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 неучетом газового фактора, и с не пропорциональным увеличением активной мощности асинхронного электродвигателя станка-качалки из-за отложения асфальтено-парафинистых 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 влияния 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:

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

$$G_B = \frac{V_h \cdot 24}{\tau} \cdot W \cdot \rho_B \cdot g$$

$$G_{HЖ} = G_H + G_B$$

$$\beta = G_G / G_{HЖ}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{g h} - \rho_H - \beta \rho_G}{\rho_B - \rho_H - (\rho_B - \rho_H) \beta}$$

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

где: ρ_H, ρ_B, ρ_G - соответственно плотность нефти и пластовой воды и газа, г/см³

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

$G_{HЖ}, G_H, G_B, G_G$ - 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, доленое;

t_0 - стандартное значение температуры (20⁰С),

t - текущее (измеряемое) значение температуры ⁰С;

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 фиг.1. Устройство содержит: 1 – трубопровод, 2 – вентиль, 3 - измерительный сепаратор, 4 - трубопровод, 5 - цилиндрическая вертикальная 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 накапливается 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 заданный 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_H 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_H и $G_{HЖ}$, которые так же 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 соответствие с заложенной в блок 7 программой, к данной системе измерения подключается следующая по очереди скважина.

Пример

Исходные данные:

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

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

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

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

$$W = \frac{\Delta \rho_{13-11} - \rho_H - \beta \rho_2}{\rho_B - \rho_H - (\rho_B - \rho_H) \beta} = \frac{177000}{980 \cdot 200} - \frac{0,86 - 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1}{1,06 - 0,86 - 0,2 \cdot 0,1} = 0,25$$

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


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


$$G_{\text{нж}} = G_{\text{н}} + G_{\text{в}} = 15 + 5 = 20 \text{ т/сут}$$

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


Авторы

 Алиев Т.А.

 Рзаев А.Б.Г.

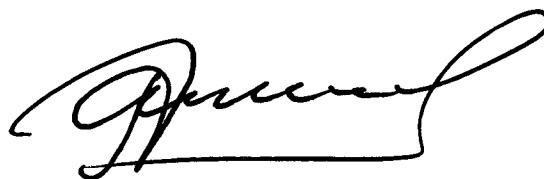
 Асадова Р.Ш.

 Курбанов З.Г.

 Искендерова А.Т.

Генеральный директор Института

Систем Управления НАНА, академик



АББАСОВ А.М

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. А.С. 166923 (СССР). Способ автоматического измерения дебита нефти и устройство для его осуществления / Аб.Г. Рзаев, Ас.Г. Рзаев, Опуб. в Б.И. 1991, №28

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:

$$G_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}} \cdot 24}{\tau} (1 - W) \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g$$

$$G_{\text{в}} = \frac{V_{\text{н}} \cdot 24}{\tau} \cdot W \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g$$

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

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

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

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

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, доленое;

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

V_h, τ - объем и время заполнения сепаратора до уровня h , м^3

β – газовый фактор, доленое;

t_0 - стандартное значение температуры (20°C), $^\circ\text{C}$;

α – коэффициент

t - текущее (измеряемое) значение температуры добываемой нефтяной жидкости в сепараторе, $^\circ\text{C}$;

Авторы:



Алиев Т.А.



Рзаев А.Б.Г.



Асадова Р.Ш.



Курбанов З.Г.



Искендерова А.Т.

Генеральный директор Института



Систем Управления НАНА, академик

АББАСОВ А.М

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202200060

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

G01F 1/00 (2022.01)

E21B 47/10 (2012.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

G01F, E21B

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
ЕАПАТИС, Esp@cenet, PatSearch, Google Patents, PATENTSCOPE

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2664530 C1 (САФАРОВ Р.Р.) 20.08.2018.	1
A	RU 2552511 C1 (САФАРОВ Р.Р.) 10.06.2015.	1
A	US 5654502 A (MICRO MOTION INC) 05.08.1997.	1
A	EA 201270608 A1 (АБЛИ АС) 28.09.2012.	1
A	EA 200700989 A1 (ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ МААТСХАППИЙ Б.В.) 26.10.2007.	1

последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **22/09/2022**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,
физики и электротехники

 Д.Ф. Крылов