

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **045850**

(13) **B1**

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

- (45) Дата публикации и выдачи патента
2023.12.29
- (21) Номер заявки
202390349
- (22) Дата подачи заявки
2022.10.31
- (51) Int. Cl. **E21B 47/10 (2023.01)**
G01F 7/00 (2023.01)
G01N 9/36 (2023.01)
G01N 21/35 (2023.01)

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ НА ВХОДЕ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

- (43) **2023.12.26**
- (96) **2022/037 (AZ) 2022.10.31**
- (71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА;
АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ (AZ)**
- (56) **RU-C2-2238539**
RU-C1-2650079
RU-C1-2620702
RU-C1-2287150
US-A-5535632
- (72) Изобретатель:
**Рзаев Аббас Гейдар оглы, Асадова
Рена Шариф кызы, Курбанов Зафар
Газанфар оглы (AZ)**
- (74) Представитель:
Аббасов А.М. (AZ)

-
- (57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к технике управления и может быть использовано в системах централизованного автоматического управления процессами подготовки нефти. Способ включает измерение расхода водно-нефтяной эмульсии (ВНЭ), температуры в отстойном аппарате (ОА) и в потоке ВНЭ перед центробежным насосом, градиента перепада давления в нефтепроводе перед установкой подготовки нефти (УПН) и оптической плотности (D) нефтяного слоя ОА датчиками инфракрасного излучения, расположенными в двух точках измерения, одна из которых - источник, расположена в верхней части ОА, вторая - приемник - ниже нефтяного слоя на расстоянии h, по измеренным значениям определяют долевое содержание воды в ВНЭ по заявленной формуле. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в потоке ВНЭ, позволяющего оперативно управлять процессом подготовки нефти.

B1

045850

045850
B1

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к автоматическому измерению содержанию воды в нефтяной эмульсии и может быть использовано в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти.

Известно (1), что одним из основных методов количественного определения воды в нефти и нефтепродуктах является метод по Дину и Старку. Этот метод принят в качестве стандартного (ГОСТ 2477-65, утвержден еще Госстандартом СССР от 26.06.1965 г.), который используется почти во всех странах мира. Метод применим для определения воды в нефти, жидких нефтепродуктах, пластичных смазках, парафинах, церезинах, восках и битумах.

Недостаток известного метода состоит в том, что он является лабораторным, который не только не позволяет использовать его в централизованном автоматическом режиме управления процессом добычи нефти, но и не дает достоверных результатов по следующим причинам:

погрешность лабораторного определения в пробе (в практике) достигает 8%;

метод определения обводненности пластовой жидкости не является оперативным и поэтому не позволяет оперативно управлять процессом добычи нефти. Кроме того, большая ошибка возникает при отборе пробы.

Известен (2) способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины, который включает измерение поступление пластовой жидкости в емкости замерной установки: сепарационную (для сепарации газа) и накопительную (после отделения газа). Измеряют количество жидкости расходомером и передают полученные значения замера по телемеханике. В замерной установке осуществляют замер объемного и массового расхода отсепарированной продукции скважины при помощи последовательно установленных на измерительной жидкостной линии объемного и массового расходомеров. На основе полученных значений количества жидкости расходомерами за единицу времени составляют отношение массового к объемному расходу, и при этом делают поправку на объемный расход через объемный коэффициент нефти, учитывающий наличие растворенного газа при давлении сепарации. Затем производят расчет плотности водонефтяной смеси замеряемой жидкости затем, используя плотность смеси и известные значения плотностей нефти и воды, определяют долевое содержание воды в продукции скважины по приведенной формуле.

Недостаток известного способа состоит в сложной и длительной технологической схеме определения обводненности пластовой жидкости с привлечением большого количества сопутствующего оборудования.

Задача изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти.

Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в водно-нефтяной эмульсии на входе установки подготовки нефти (УПН). Способ включает измерение расхода водно-нефтяной эмульсии (ВНЭ), температуры в отстойном аппарате (ОА) и в потоке ВНЭ перед центробежным насосом, градиента перепада давления в нефтепроводе перед установкой подготовки нефти (УПН) и оптической плотности (D) нефтяного слоя ОА датчиками инфракрасного излучения, расположенными в двух точках измерения, одна из которых - источник, расположена в верхней части ОА, вторая - приемник - ниже на расстоянии h нефтяном слое ОА, по измеренным значениям определяют долевое содержание воды в ВНЭ по следующей формуле:

$$W = \frac{\mu_3 - \mu_n^n}{2,5\mu_n^n} 100$$

$$\mu_n^n = \mu_n^0 - \frac{1}{1 - (T_0 - T_n)/T_0}$$

$$\mu_0 = a \exp(bOD)$$

$$\mu_3 = 0,078 \frac{r^4 \Delta P}{Q_3 l}$$

$\frac{\Delta P}{l}$

где l - градиент давления между двумя точками измерения, находящихся на расстоянии l , Мпа/м;

h - расстояние между датчиками излучения и приема, м;

μ_3, μ_n - соответственно динамическая вязкость нефти и ВНЭ, МПа·с;

OD - оптическая плотность нефти;

T_0, T_n - температуры в ОА и поток ВНЭ, °С;

r - радиус нефтепровода, м;

a и b - эмпирические коэффициенты;

Q_3 - расход ВНЭ, м³/с;

l - расстояние между датчиками давлений, м³;

С целью повышения точности определения содержания воды в ВНЭ измеряют расход дренажной воды и по лабораторным данным об остаточном содержании воды (W_{0c}) в подготовленной нефти опреде-

ляют разность расходов по формуле:

$$Z = \Delta Q_p - \Delta Q_n \quad \Delta Q_p = Q_{нэ} W - Q_g - (Q_{нэ} - Q_g) W_0$$

где Q_g - расход дренажной воды, м³/с;

Z - разность между расчетным (Q_p) и номинальным (определяется по технологическому регламенту установки) значениями расхода ВНЭ, м³/с.

Сущность заявляемого изобретения проиллюстрирована на чертеже, где представлена принципиальная схема системы измерения значения W , которая содержит: 1 - линия подачи ВНЭ; 2 - центробежный насос; 3 - теплообменник; 4 - отстойник; 5 - дренажная линия осевшей воды; 6 - промежуточный эмульсионный слой; 7 - линия отвода обезвоженной (подготовленной по воде) нефти; 8 и 9 - датчик и преобразователь расхода ВНЭ; 10 и 11 - датчик и преобразователь температуры потока ВНЭ; 12 и 13 - датчик и преобразователь расхода дренажной воды; 14 и 15 - излучатель и приемник инфракрасных электромагнитных волн; 16 - преобразователь сигналов инфракрасного излучения; 17 - блок управления и индикации; 18 - регулятор раздела фаз (воды и нефти); 19 - исполнительный механизм; 20, 21, 22 соответственно - датчики давления и преобразователь перепада давлений.

Система работает следующим образом.

К блоку управления и индикации 17 с заданной частотой через соответствующие преобразователи подключаются и опрашиваются все датчики измерения. на основе значений полученных сигналов с учетом $W_{0с}$ вводимых вручную, в блоке управления и индикации 17 по предложенному алгоритму определяется содержание воды в ВНЭ (W).

Пример.

Исходные данные:

$$a = 1,44; b = 1,4308; T_0 = 60^{\circ}\text{C}; T_n = 20^{\circ}\text{C}; OD = 1,0;$$

$$r = 0,3 \text{ м}; Q_g = 0,167 \text{ м}^3/\text{с}; \frac{\Delta P}{l} = 1,21 \frac{\text{Па}}{\text{м}}; \mu_n^n = 1,67$$

Решение:

$$\mu_n^0 = 1,44 \cdot \exp(1,43 \cdot 1) = 1,44 \cdot 4,203 = 6,052$$

$$\mu_n^n = \mu_n^0 - \frac{1}{1 - \frac{(T_0 - T_n)}{T_0}} = 6,052 - \frac{1}{1 - \frac{(60 - 20)}{60}} = 6,052 - 3,03 = 3,02$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании надежного и эффективного способа определения содержание воды в ВНЭ на входе УИН, позволяющего оперативно управлять процессами подготовки нефти.

Литература.

1. Методические указания к курсу "Химическая технология (анализ нефти и нефтепродуктов)", А.А. Собанов, Л.М. Бурнаева, И.В. Галкина, Е.В. Тудрий. Казань. Казанский университет, 2011, 56 стр.

2. Патент РФ № 2695909 ОТ 29.07.19 "Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины".

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения содержания воды в водно-нефтяной эмульсии на входе установки подготовки нефти (УПН) включает измерение расхода водно-нефтяной эмульсии (ВНЭ), температуры в отстойном аппарате (ОА) и в потоке ВНЭ перед центробежным насосом, градиента перепада давления в нефтепроводе перед установкой подготовки нефти (УПН) и оптической плотности (D) нефтяного слоя ОА датчиками инфракрасного излучения, расположенными в двух точках измерения, одна из которых - источник, расположена в верхней части ОА, вторая - приемник - ниже нефтяного слоя на расстоянии h , по измеренным значениям определяют долевое содержание воды в ВНЭ по следующей формуле:

$$W = \frac{\mu_{э} - \mu_n^n}{2,5\mu_n^n}$$

$$\mu_n^n = \mu_n^0 \frac{1}{1 - \frac{(T_0 - T_n)}{T_0}}$$

$$\mu_0 = a \cdot \exp(b \cdot OD)$$

$$\mu_{э} = 0,078 \frac{r^4}{Q_g} \frac{\Delta P}{l}$$

где $\Delta P/l$ - градиент давлений между двумя точками измерения находится на расстоянии l , МПа/м;
 h - расстояние между датчиками излучения и приема инфракрасным электромагнитных волн, м;
 μ_n^0 , μ_n^n - соответственно динамическая в вязкость нефти в ОА-е и в потоке ВНЭ перед центробежным насосом, мПа·с;

μ_0 - динамическая вязкость ВНЭ, мПа·с;

OD - оптическая плотность нефти;

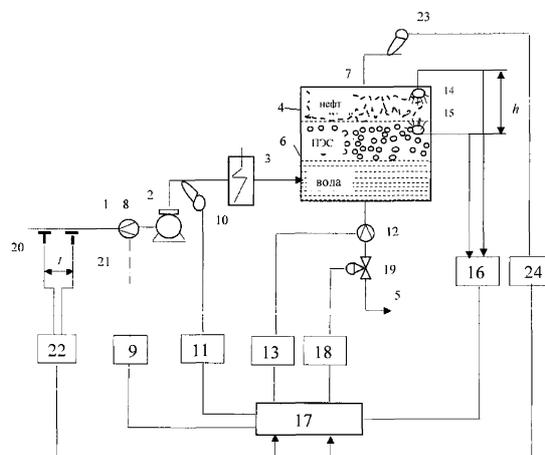
r - радиус нефтепровода;

Q - расход ВНЭ, м³/с;

l - расстояние между датчиками давления, м;

T_0, T_n - температур в ОА и в потоке перед центробежным насосом;

a и b - эмпирические коэффициенты.



Евразийская патентная организация, ЕАПО

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2