

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **043662**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.06.09**

(51) Int. Cl. *E21B 47/10* (2012.01)  
*E21B 47/06* (2012.01)

(21) Номер заявки  
**202200136**

(22) Дата подачи заявки  
**2021.06.03**

---

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ**

---

(43) **2022.12.30**

(56) EA-A1-201900587  
RU-C1-2674351  
RU-C1-2701673  
RU-C1-2676109  
US-A1-2019049425

(96) **2021/013 (AZ) 2021.06.03**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ  
УПРАВЛЕНИЯ НАНА; UNES,  
АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ (AZ)**

(72) Изобретатель:  
**Рзаев Аббас Гейдар оглы, Расулов  
Сакит Рауф оглы, Асадова Рена  
Шариф кызы, Курбанов Зафар  
Газанфар оглы (AZ)**

---

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к технологии управления в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти. Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в пластовой жидкости. Способ заключается в измерении температуры и давления в устье скважины датчиками, расположенными в трех точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). По измеренным значениям определяют содержание воды в пластовой жидкости по предложенному алгоритму. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти.

---

**B1**

**043662**

**043662**

**B1**

Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к технологии управления в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти.

Известно, что для интенсификации извлечения нефти из пласта, для поддержания пластового давления осуществляют закачку воды в пласт. Однако бесконтрольная закачка воды в пласт приводит к обводненности добываемой нефти и нерентабельности ее добычи. Современные технологии позволяют ограничить бесконтрольную закачку воды в пласт при условии контроля основного параметра такой технологии - определения количественного содержания воды в пластовой жидкости на выходе из добывающей скважины.

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.

Известен (2) способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины, который включает измерение поступающей 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 расходов 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, 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.

Наиболее близким аналогом является способ определения содержания воды в пластовой жидкости (3), который заключается в измерении давления в устье нефтяной скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится ниже устья НКТ на расстоянии 1/2 длины цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на таком же расстоянии. Недостатком данного способа является то, что он не учитывает влияние газового фактора пластовой жидкости (ПЖ) на точность и надежность определения содержания воды в добываемой ПЖ.

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

Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в пластовой жидкости. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в трех точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится непосредственно в устье НКТ, вторая точка - ниже устья НКТ на расстоянии 1/2 длины цилиндра используемого насоса, третья - ниже второй также на расстоянии 1/2 длины цилиндра насоса. По измеренным значениям определяют долевое содержание воды в жидкогазовой смеси (ЖГС) по следующей формуле:

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_r}{\rho_b - \rho_n - (\rho_b - \rho_n)\beta}$$

$$\beta = \frac{m_r}{m_{см}}$$

$$m_r = \frac{P_1 V}{RT}$$

$$V = (h - \Delta h)\pi(R_r^2 - R_{ш}^2)$$

где  $\Delta P_1, \Delta P_2$  - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3,  $\text{кГ/см}^2$ ;  
 $P_1$  - давление на устье скважины,  $\text{кГ/см}^2$ ;  
 $g$  - ускорение силы тяжести,  $9,81 \text{ м/с}^2$ , Т/Т;

$\beta$  - газовый фактор;

$h$  - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, м;

$m_r, m_{cm}$  - масса газа и ЖГС соответственно;

$\rho_n$  - плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;

$V$  - объем газового пространства между точками 1 и 2, м<sup>3</sup>;

$\Delta h$  - уровень пластовой жидкости между точками отбора давлений 1 и 2 при нижнем положении плунжера насоса, м;

$R$  - газовая постоянная, кДж/(кг·К);

$T$  - температура на устье скважин, К;

$R_T, R_{III}$  - радиусы НКТ и штанги соответственно, м.

Заявляемое изобретение отличается от прототипа тем, что оно учитывает влияние газового фактора на процесс добычи нефти.

На фиг. 1 представлена принципиальная схема устройства, реализующая способ, где: 1 - датчик, расположенный в устье НКТ; 2 - датчик, расположенный на НКТ ниже устья на расстоянии 1/2 длины цилиндра используемого насоса; 3 - датчик, расположенный на НКТ ниже датчика 2 также на расстоянии 1/2 длины цилиндра насоса; 4, 5 - дифманометры; 6 - выкидная линия скважины; 7 - датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне; 8 - преобразователь; 9 - блок расчета и управления; 10 - полированный шток колонны штанг скважины; 11 - эксплуатационная колонна скважины; 12 - НКТ; 13 - преобразователь давлений; 14 - датчик температуры; 15 - преобразователь температуры.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометрами 4 и 5 (шкала которого, для обеспечения необходимой точности, не должна быть меньше давления одного метра водяного столба) перепады давлений между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, значения которых автоматически вносятся в блок расчета и управления - 9. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды и нефти и ЖГС. Учитывая, что значения плотности нефти и воды с течением определенного времени изменяются незначительно, то при необходимой частоте определения содержания воды, их значения могут вводиться в вычислительное устройство по последним их измерениям, что обеспечивает оперативность управления работой добычи нефти. В блок 9 также вводятся значения температуры и давления в устье скважины.

По полученным данным и заявленному алгоритму в блоке 9 проводится расчет, определяется содержание воды в пластовой жидкости и принимается соответствующее решение по управлению.

Пример конкретного выполнения способа.

$h=100$  см (расстояние между точками измерения при шкале дифманометра в 1 м).

$$\rho_n = 0,86 \frac{r}{\text{см}^3}; \quad \rho_b = 1,1 \frac{r}{\text{см}^3}; \quad \rho_r = 1 \frac{r}{\text{см}^3}; \quad \Delta P = 0,098 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}; \quad h = 100 \text{ см};$$

$\Delta h=20$  см;  $R_T=4,3$  см;  $R_{III}=2$  см;  $R_{cp}=143$  Дж/(кг·°C)=14,58 кгм/(кг·°C).

Расчет без учета газового фактора.

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n}{\rho_b - \rho_n};$$

$W_1=0,583$  дол. или 58,3%.

Расчет с учетом газового фактора

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n - \beta \rho_r}{\rho_b - \rho_n - (\rho_b - \rho_n)} = 0,5997$$

Повышение точности измерения

$$\Delta \varepsilon = \frac{W_2 - W_1}{W_2} \cdot 100 = 2,78\%$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи 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".

3. Заявка № 201900587 от 02.11.2020 по Евразийскому патенту "Способ определения содержания воды в пластовой жидкости".

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения содержания воды в пластовой жидкости, заключающийся в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится ниже устья насосно-компрессорной трубы на расстоянии  $1/2$  длины цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на таком же расстоянии, по измеренным значениям определяют долевое содержание воды в жидкогазовой смеси, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление и температуру датчиками, установленными непосредственно в верхней точке устья скважины, а содержание воды в пластовой жидкости определяют по следующему алгоритму:

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_g}{\rho_b - \rho_n - (\rho_b - \rho_n)\beta}$$

$$\beta = \frac{m_g}{m_{cm}}$$

$$m_g = \frac{P_1 V}{RT}$$

$$V = (h - \Delta h)\pi(R_T^2 - R_{ш}^2)$$

где  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$  - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3,  $\text{кг/см}^2$ ;  $P_1$  - давление на устье скважины,  $\text{кг/см}^2$ ;  $g$  - ускорение силы тяжести,  $9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $T/T$ ;  $\beta$  - газовый фактор;  $h$  - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, м;  $m_g$ ,  $m_{cm}$  - масса газа и ЖГС соответственно;  $\rho_n$  - плотность нефти,  $\text{г/см}^3$ ;  $V$  - объем газового пространства между точками 1 и 2,  $\text{м}^3$ ;  $\Delta h$  - уровень пластовой жидкости между точками отбора давлений 1 и 2 при нижнем положении плунжера насоса, м;  $R$  - газовая постоянная,  $\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ ;  $T$  - температура на устье скважин,  $\text{К}$ ;  $R_T$ ,  $R_{ш}$  - радиусы НКТ и штанги соответственно, м.

