

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040237**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.05.11

(51) Int. Cl. **E21B 47/10** (2006.01)
E21B 47/06 (2006.01)

(21) Номер заявки
201900587

(22) Дата подачи заявки
2019.10.21

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ

(43) **2021.04.30**

(96) **2019/031 (AZ) 2019.10.21**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ (AZ)**

(56) RU-C1-2674351

Физика.ру, § 04-6. Давление жидкости,
[онлайн], [найден 18.09.2020], [найден
в интернет] <[http://fizika.ru/kniga/index.php?
mode=paragraf&theme=04&id=4020](http://fizika.ru/kniga/index.php?mode=paragraf&theme=04&id=4020)>, абзац 1

RU-C1-2683435

RU-C1-2610941

US-A1-5535632

(72) Изобретатель:

**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Гулиев Гамбар
Агаверди оглы, Асадова Рена Шариф
кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к технике управления, и может быть использовано в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти. Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в пластовой жидкости. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится ниже устья подъемной трубы на расстоянии 1/2 высоты цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на расстоянии, соответствующем шкале дифманометра. По измеренным значениям определяют содержание воды в пластовой жидкости по предложенной формуле. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти.

B1**040237****040237****B1**

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к технике управления и может быть использовано 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 ещё Госстандартом СССР от 26.06.1965 г.), также 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 управлении процессом добычи нефти, но и не дает достоверных результатов по следующим причинам:

лабораторное определение в пробе погрешность (в практике) достигает 8%;

а сам 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 поступление пластовой жидкости в сепарационную (для сепарации газа) и накопительную (после отделения газа) емкости замерной установки. 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 пластовой жидкости. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится ниже устья подъемной трубы на расстоянии 1/2 высоты цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на расстоянии, соответствующем шкале используемого дифманометра. По измеренным значениям определяют долевое содержание воды в пластовой жидкости по следующей формуле:

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n},$$

где ΔP - разность давления между двумя точками измерения, кг/см²;

g - ускорение силы тяжести, 9,81 см/с²;

h - расстояние между точками измерения;

ρ_n - плотность нефти, г/см³;

ρ_v - плотность воды, г/см³.

На чертеже представлена принципиальная схема устройства, реализующая способ, где

1 - датчик, расположенный на (НКТ) ниже от устья на расстоянии 1/2 высоты используемого насоса;

2 - датчик, расположенный на (НКТ) ниже датчика 1 на расстоянии, соответствующем шкале используемого дифманометра;

3 - дифманометр;

4 - выкидная линия скважины;

5 - датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне;

6 - преобразователь;

7 - блок расчета и управления;

8 - полированный шток колонны штанг: скважины;

9 - эксплуатационная колонна скважины;

10 - НКТ.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометром (шкала которого для обеспечения необходимой точности не должна быть меньше 1 м) перепад давления между двумя точками измерения, значение которого автоматически вносится в блок расчета и управления 7. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды и нефти. Учитывая что значения плотности нефти и воды с течением времени изменяются редко и 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. По полученным данным и заявленному алгоритму в блоке 7 определяется содержание воды в пластовой жидкости и принимается соответствующее решение по управлению.

Пример конкретного выполнения способа.

Н (расстояние между точками измерения при шкале дифманометра в 1 м) = 100 см;

$$\rho_n = 0,86 \text{ г/см}^3; \quad \rho_v = 1,1 \text{ г/см}^3; \quad \Delta P = 0,098 \text{ кг/см}^2;$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}, \quad W = 0,583 \text{ дол. или } 58,3\%$$

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 с.
2. Патент РФ № 2695909, от 29.07.19 "Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины".

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 подъемной трубы, на расстоянии 1/2 высоты цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на расстоянии, соответствующем шкале используемого дифманометра, которая не менее 1 м, по измеренным значениям определяют содержание воды в пластовой жидкости по следующей формуле:

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n},$$

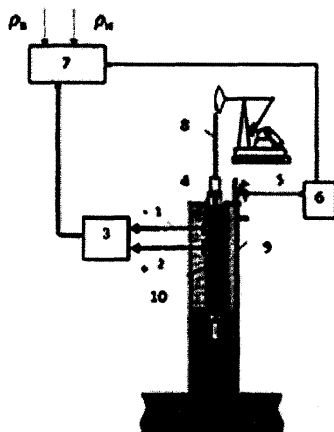
где ΔP - разность давления между двумя точками измерения, кг/см²;

g - ускорение силы тяжести, 9,81 см/с²;

h - расстояние между точками измерения, см;

ρ_n - плотность нефти, г/см³;

ρ_v - плотность воды, г/см³.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

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